

Ricardo Aragão Ribeiro

**POTENCIAL DE AREIA DE FRATURAMENTO NA BACIA DO
PARNAÍBA (TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO)**

Trabalho de Conclusão de Curso
(Bacharelado em Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2014



UFRJ

Ricardo Aragão Ribeiro

**POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE AREIA DE FRATURAMENTO NA BACIA DO
PARNAÍBA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador:

José Mário Coelho

Rio de Janeiro

2014

Ricardo Aragão Ribeiro

POTENCIAL DE AREIA DE FRATURAMENTO NA BACIA DO PARNAÍBA

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador:

José Mário Coelho

Aprovada em: 04/09/2014

Por:

Orientador: Prof. Dr. José Mário Coelho (UFRJ)

Dr. Paulo Fernando Almeida Braga

MSc Aloysio Accioly de Senna Filho

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente à Universidade Federal do Rio de Janeiro, pelo excelente aprendizado em geologia, agradeço aos meus professores principalmente o meu orientador José Mario Coelho. Gostaria de agradecer também aos meus amigos da Geologia e aos meus familiares que me ajudaram nesta fase de minha vida.

RESUMO

Ribeiro, Ricardo Aragão. **Potencial de Produção de Areia de Fraturamento na Bacia do Parnaíba**. 2014. 52 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Areia de fraturamento é uma areia de quartzo de alta pureza, elevada resistência e com grãos bem arredondados de um tamanho específico e é utilizado como propante no processo de fraturamento hidráulico. Esse processo envolve a injeção de milhões de litros de água, propantes e aditivos químicos à alta pressão através de poços perfurados horizontalmente em grandes profundidades. Esta técnica é usada principalmente na extração de recursos de reservatórios de baixa permeabilidade como gás de folhelho, *tight gas* e líquidos não convencionais que são difíceis de recuperar através de procedimentos comuns de perfuração. Um dos aspectos mais debatidos é o risco da contaminação do lençol freático por gás ou pelos fluidos de perfuração. A descoberta, em diversas regiões do mundo, de grandes reservas de gases não convencionais vem gerando a expectativa de relevantes mudanças no mercado mundial de energia. O mercado norte-americano vem sendo a região de maior avanço na exploração, desenvolvimento e produção de reservas não convencionais. No Brasil, os recursos não convencionais são considerados significativos. Localizados em bacias sedimentares terrestres, seus novos recursos poderão desenvolver o mercado de gás natural do país, interiorizando, de fato, o uso de gás no território nacional. Como a exploração de gás não convencional demandará grandes investimentos com os blocos ofertados na 12ª Rodada de Licitações da ANP há uma expectativa para um grande crescimento da demanda por areia de fraturamento. As bacias do Parnaíba e do Paraná, além de outros depósitos eólicos recentes, apresentam um grande potencial para produção de areia de fraturamento. Neste trabalho são apresentados os resultados dos relatórios dos trabalhos de pesquisa feitos pelas empresas PETROBRAS e Investmine Mineração sobre potencial de areia de fraturamento na bacia do Parnaíba.

Palavras-chave: Areia de Fraturamento; Gás de Folhelho; Propantes.

ABSTRACT

Ribeiro, Ricardo Aragão. **Potential of Frac Sand Production in Parnaíba Basin.** 2014. 52 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Frac sand is a type of sand of elevated purity, high resistance with well-rounded grains from a very specific size and it is used as proppant in the process of hydraulic fracturing. This process involves the injection of millions liters of water, proppants, as well as chemical additives under a high pressure through drilled wells which were drilled horizontally within great depth. This technique is mainly used in the extraction of reservoir resources of low permeability such as shale gas, tight gas and not conventional liquids which are hard to retrieve through regular perforation procedures. One of the most discussed aspects is the risk of the contamination on the groundwater by gas or fluids that come from the perforation. The finding of great gas reserves that are not conventional in various regions throughout the world, has generated the expected of relevant changes in the world energy market. The North American market has been the greatest advance region in exploration, development and production of unconventional reservoirs. In Brazil, the unconventional resources are considered distinguished. Located in sedimentary basins, its new resources will be able to develop the natural gas market, internalizing indeed, the use of natural gas in the national territory. As the exploration of unconventional gas will experiment great investments with the blocks offered during the twelfth bidding round by ANP, there is an expectation for a large growing in the demand by fractured sand. The basins of Parnaíba and Paraná, in addition of other recent eolian deposits, have presented a great potential on the production of fractured sand. This work presents some results based on work reports of researches made by Petrobras and Investmine Mineração about the potential of frac sand on the basins of the Parnaíba.

Key-Words: Frac Sand; Shale Gas; Proppant.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Grãos de Areia do Arenito St. Peter. Ottawa, EUA.	3
Figura 2: Estimativa Visual de Esfericidade e Arredondamento.	5
Figura 3: Modelo de Perfuração Horizontal Multilateral.	7
Figura 4: Modelo Esquemático do Fraturamento Hidráulico.	8
Figura 5: Composição do Fluido Usado no Fraturamento Hidráulico.	9
Figura 6: Características dos Principais Propantes.	10
Figura 7: Areia Resinada Tamanho 20/40.	11
Figura 8: Tipos de Propantes Cerâmicos no Mercado.	12
Figura 9: Mercado Mundial de Fraturamento Hidráulico.	13
Figura 10: Recursos de Gás Não Convencional no Mundo.	14
Figura 11: Perspectiva da Produção Mundial de Gás de Folhelho.	15
Figura 12: Perspectiva da Produção de Gás Natural nos EUA.	15
Figura 13: Principais Bacias com potencial de Gás Não Convencional no Brasil.	16
Figura 14: Produção Mundial de Areia Industrial em Milhões de Toneladas.	17
Figura 15: Produção de Areia de Fraturamento nos EUA.	17
Figura 16: Principais Usos para a Areia Industrial nos EUA.	18
Figura 17: Divisão do Mercado Mundial de Propantes por Volume.	19
Figura 18: Consumo de Propantes por Volume (milhões de toneladas).	19
Figura 19: Relação entre o Preço do Propante e a Resistência ao Esmagamento.	20
Figura 20: Divisão do Mercado de Propantes por valor.	21
Figura 21: Coluna Estratigráfica da Bacia do Parnaíba.	24
Figura 22: Mapa Geológico das Bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís.	25
Figura 23: Perfil da Formação Piauí.	27
Figura 24: Perfil Esquemático da Formação Pedra de Fogo.	29
Figura 25: Litoestratigrafia das Formações Motuca e Sambaíba na Região de Riachão (MA) e Loreto (MA)	30
Figura 26: Planta de Situação e Localização da Área de Pesquisa. Carolina, MA.	31
Figura 27: Mapa de Superfície em 3D.	34
Figura 28: Mapa Geológico Resultante das Atividades de Mapeamento de Detalhe.	35
Figura 29: Perfil Litológico do Furo a Trado 1.	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tamanho dos Propantes.	4
Tabela 2 – Máxima Solubilidade em Ácido.	5
Tabela 3 – Diretrizes para a Tensão de Esmagamento.	6
Tabela 4 – Tipos e Propriedades dos Propantes de Cerâmica.	12
Tabela 5 – Preços (FOB) para Areia de Fraturamento nos EUA.	20
Tabela 6 – Comparação dos Investimentos em Ambas as Plantas de Produção.	21
Tabela 7 – Resultados de Resistência ao Esmagamento.	37

LISTA DE SÍMBOLOS E ACRÔNIMOS

ABNT	– Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	– Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	– American Petroleum Institute
CETEM	– Centro de Tecnologia Mineral
CPRM	– Serviço Geológico do Brasil
DNPM	– Departamento Nacional de Produção Mineral
d₅₀	– Diâmetro médio das partículas
EIA	– Energy Information Administration
EUA	– Estados Unidos da América
FOB	– Free on Board
FTU	– Unidade de Turbidez Formazina (Formazine Turbidity Unit)
Mesh	– # Tem sua origem definida na malha de peneiras.
MME	– Ministério de Meio Ambiente
MPa	– Megapascal
NTU	– Unidade de Turbidez Nephelometrica (Nephelometric Turbidity Unit)
PETROBRAS	– Petróleo Brasileiro S.A.
RCP	– Resin Coated Proppant
psi	– Libras por Polegada Quadrada (Pound per Square Inch)
USGS	– United States Geological Survey
µm	– Micrômetro

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO.....	VI
ABSTRACT.....	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS	IX
LISTA DE SÍMBOLOS E ACRÔNIMOS	IX
1- INTRODUÇÃO	1
1.1 - Objetivos.....	2
1.2 - Metodologia.....	2
2- AREIA DE FRATURAMENTO	3
2.1 - Características da Areia de Fraturamento	3
2.1.1 - Análise Granulométrica por Peneiramento.....	4
2.1.2 - Esfericidade e Arredondamento	4
2.1.3 - Solubilidade em Ácido	5
2.1.4 - Ensaio de Turbidez	6
2.1.5 - Procedimentos para a Determinação da Densidade Bulk, Densidade Aparente e Densidade Absoluta do Propante.	6
2.1.6 - Ensaio de Resistência ao Esmagamento do Propante	6
2.2 - Fraturamento Hidráulico	7
2.3 - Propantes Alternativos.....	9
2.3.1 - Areia Resinada (Resin Coated Proppant - RCP)	10
2.3.2 - Propantes de Cerâmica	11

3- MERCADO DE AREIA DE FRATURAMENTO.....	13
3.1 - Mercado Mundial de Fraturamento Hidráulico	13
3.2 - Mercado Mundial de Gás não Convencional.....	13
3.3 - Mercado de Areia de Fraturamento	16
3.4 - Mercado de Substitutos.....	18
3.5 - Preços dos Propantes.....	19
4- POTENCIAL DE AREIA DE FRATURAMENTO NO BRASIL.....	22
4.1 - Geologia Regional da Bacia do Parnaíba	22
4.1.1 - Formação Piauí.....	26
4.1.2 - Formação Pedra de Fogo	27
4.1.3 - Formação Sambaíba.....	29
5- TRABALHOS DE PESQUISA MINERAL REALIZADOS NA BACIA DO PARNAÍBA	31
5.1 - Projeto Areias Especiais da PETROBRAS.....	32
5.1.1 - Pesquisa	32
5.1.2 - Resultados Obtidos.....	33
5.2 - Projeto Investmine Mineração Ltda.....	34
5.2.1 - Pesquisa	34
5.2.2 - Resultados Obtidos.....	36
5.3 - Comparativo dos Resultados da PETROBRAS e Investmine Mineração Ltda.....	37
6- CONCLUSÃO	38
7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40

1- INTRODUÇÃO

Areia de fraturamento é uma areia de quartzo de alta pureza, elevada resistência e com grãos bem arredondados de um tamanho específico. É utilizado no processo de fraturamento hidráulico que é uma técnica que provoca a abertura e a extensão de fraturas através de camadas de rochas usando um fluido de fraturamento pressurizado (MarketandMarkets, 2012).

Essa técnica é usada na extração de hidrocarbonetos de reservatórios de baixa permeabilidade como gás de folhelho e gás de reservatórios fechados que são difíceis de recuperar através de técnicas comuns de extração. Neste processo é usado um fluido constituído de água, propante e aditivos químicos (MarketandMarkets, op. cit).

O propante é utilizado no fraturamento hidráulico para manter os poros da rocha abertos à migração do gás do reservatório para o poço produtor. É o principal constituinte do fluido de fraturamento depois da água. A areia de fraturamento é o tipo mais comum de propante (LUZ & LINS, 2008).

Os Estados Unidos é o país de maior avanço na exploração, desenvolvimento e produção de acumulações não convencionais de gás, tendo a nova produção reduzido muito o preço do gás natural americano. Essa nova oferta não convencional já impacta o mercado americano, intensificando o uso do gás natural nacional na matriz energética e criando oportunidades, por meio de maiores vantagens competitivas (Lage et. al., 2014).

No Brasil, os recursos não convencionais são considerados significativos. Localizados em bacias sedimentares terrestres, seus novos recursos poderão desenvolver o mercado de gás natural do país, interiorizando, de fato, o uso de gás no território nacional. A possibilidade de preços mais baixos de gás natural no país, decorrente de uma oferta maior e mais descentralizada, já cria expectativas na indústria gás-intensiva brasileira, a exemplo do que ocorreu nos Estados Unidos (Lage et. al., op. cit.).

Considerando-se os elevados preços dos combustíveis e o crescimento contínuo da demanda por novas reservas de petróleo e gás, prevê-se que a demanda global por areia de fraturamento continuará a crescer nos próximos anos (CDE do Brasil, 2014).

A areia de fraturamento vem sendo atualmente usada no Brasil com a função de aumentar a recuperação secundária de exploração do petróleo. Como a exploração de gás não convencional sofrerá grandes investimentos com os blocos ofertados na 12ª Rodada de

Licitações da ANP há uma expectativa para um grande crescimento da demanda por areia de fraturamento.

A bacia do Parnaíba, localizada nos estados do Piauí, Maranhão e Tocantins, e a bacia do Paraná, além de outros depósitos eólicos recentes, apresentam um grande potencial para produção de areia de fraturamento. Neste trabalho são apresentados alguns resultados de relatórios feitos pela PETROBRAS e Investmine Mineração sobre potencial de areia de fraturamento na bacia do Parnaíba.

1.1 - Objetivos

O presente trabalho dedica-se ao estudo da produção de areia de fraturamento, caracterizando suas especificações técnicas e o seu potencial econômico, fornecendo dados do mercado mundial.

São indicadas possíveis áreas para exploração econômica deste mineral no Brasil, com maior ênfase na Bacia do Parnaíba. Estuda-se o potencial econômico para areia de fraturamento dos depósitos eólicos das Formações Piauí, Pedra de Fogo e Sambaíba da Bacia do Parnaíba,

1.2 - Metodologia

Primeiramente, foi feita uma pesquisa bibliográfica sobre o mercado mundial de areia de fraturamento utilizando alguns trabalhos de empresas do ramo e órgãos públicos como o Serviço Geológico Americano (USGS).

Posteriormente, foi consultada a Norma ABNT NBR ISO 13503-2, que regulamenta os aspectos técnicos de propantes utilizados no fraturamento hidráulico no Brasil.

Foi feita também uma pesquisa sobre o contexto geológico da Bacia do Parnaíba utilizando principalmente o trabalho da CPRM (2004).

Por fim, foram utilizados Relatórios de Pesquisa Mineral de areia de fraturamento no Estado do Maranhão, efetuados pela PETROBRAS (2001) e pela Investmine Mineração (2007).

2- AREIA DE FRATURAMENTO

A areia de fraturamento deve ter no mínimo de 99% de quartzo, originados de arenitos com elevado teor de silício ou depósitos não consolidados.

Outros requisitos essenciais são partículas bem arredondadas, relativamente isentas de outros minerais e impurezas, para facilitar a produção de areias de grãos finos, médios e grossos (CDE do Brasil, op. cit.).

2.1 - Características da Areia de Fraturamento

No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) elaborou em 2011, a Norma ABNT NBR ISO 13503, sob o título geral “Indústrias do Petróleo e Gás Natural – Fluidos e Materiais de Completação”.

A seguir é apresentada a Parte 2 da Norma ABNT NBR ISO 13503-2, que trata da medição das propriedades de propantes usados em operações de fraturamento hidráulico. Esta parte da Norma é uma compilação e modificação dos padrões elaborados pelo American Petroleum Institute (API), que são: API RP 56 e API RP 60 (ABNT, 2011).

Essas especificações são muito rigorosas e, assim, os depósitos apropriados de areia de fraturamento são limitados. A disponibilidade limitada de reservas naturais adequadas para a produção de areia de fraturamento, unida à crescente demanda, garante um preço elevado para os produtores capazes de satisfazer às especificações para areia de fraturamento

Na Figura 1, pode-se ver uma típica areia de fraturamento com grãos quartzosos bem arredondados e esféricos.



Figura 1: Grãos de Areia do Arenito St. Peter. Ottawa, EUA.

Fonte: O'Driscoll, 2013.

2.1.1 - Análise Granulométrica por Peneiramento

Um mínimo de 90% da amostra de propante ensaiada deve passar na peneira mais grossa da especificação nominal e ser retida na peneira mais fina da especificação nominal. Por exemplo, para aberturas de peneira 20/40, um mínimo de 90% da amostra de propante ensaiada deve passar pela peneira de 20 mesh e ser retida na peneira de 40 mesh (ABNT, 2011).

A Tabela 1 mostra a designação típica do tamanho dos propantes. Cabe ressaltar que o tamanho mais comum usado no fraturamento hidráulico é 20/40 (CDE do Brasil, op. cit.).

Tabela 1
Tamanho dos Propantes

Tamanho do propante μm	3350/ 1700	2360/ 1180	1700/ 1000	1700/ 850	1180/ 850	1180/ 600	850/ 425	600/ 300	425/ 250	425/ 212	212/ 106
Tamanho do propante mesh (#)	06/12	8/16	12/18	12/20	16/20	16/30	20/40	30/50	40/60	40/70	70/140

Fonte: ABNT NBR ISO 13503, 2011.

2.1.2 - Esfericidade e Arredondamento

O objetivo deste procedimento é avaliar e registrar os formatos dos propantes. O método mais amplamente utilizado para se determinar o arredondamento e a esfericidade é o uso do gráfico de Krumbein e Sloss, 1955 (Figura 2).

A areia de fraturamento deve ter a esfericidade média de 0,6 ou maior e arredondamento médio de 0,6 ou maior. Os propantes à base de cerâmica devem possuir esfericidade média de 0,7 ou maior e arredondamento médio de 0,7 ou maior (ABNT, op.cit.).

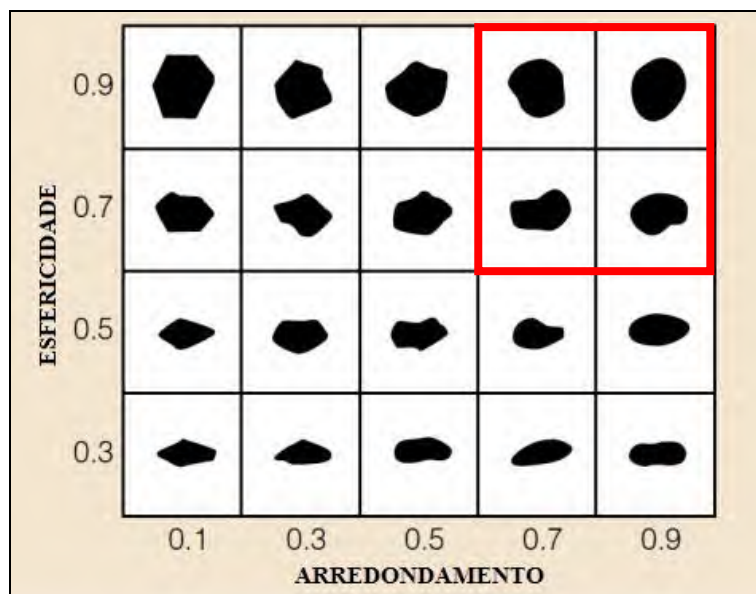


Figura 2: Estimativa Visual de Esfericidade e Arredondamento.

Fonte: Krumbein & Sloss, 1955.

2.1.3 - Solubilidade em Ácido

A solubilidade em ácido é usada para determinar a adequação de um propante ao uso em aplicações em que ele possa entrar em contato com ácidos. A solubilidade de um propante em uma mistura 12:3 HCl: HF é uma indicação da quantidade de materiais solúveis (carbonatos, feldspatos, óxidos de ferro, argilas, etc.) presentes do propante (ABNT, op. cit).

Os materiais solúveis em ácidos dos propantes não podem exceder os valores mostrados na Tabela 2.

Tabela 2
Máxima Solubilidade em Ácido

Tamanho do propante (mesh)	Máxima solubilidade % em peso
Areia de fraturamento:	
- Maior ou igual a 30/50	2,0
- Menor que 30/50	3,0
Propantes cerâmicos e propantes revestidos com resina	7,0

Fonte: ABNT NBR ISO 13503, 2011.

2.1.4 - Ensaio de Turbidez

O objetivo desse procedimento é determinar a quantidade de partículas suspensas ou outra matéria finamente dividida presente. Em geral, os ensaios de turbidez medem uma propriedade óptica de uma suspensão que resulta da dispersão e absorção da luz pelo material particulado suspenso no fluido.

Quanto maior o valor de turbidez, maior será o número de partículas suspensas presentes. A turbidez dos propantes de fraturamento não pode exceder 250 FTU (Unidades de Turbidez Formazina) (NTU) (ABNT, op. cit.).

2.1.5 - Procedimentos para a Determinação da Densidade Bulk, Densidade Aparente e Densidade Absoluta do Propante.

A densidade bulk descreve a massa de propante que preenche uma unidade de volume e inclui tanto o propante quanto a porosidade. Ela é usada para determinar a massa de um propante necessária para preencher uma fratura ou tanque de armazenagem.

A densidade aparente é medida com um fluido de baixa densidade que molha a superfície da partícula e inclui a porosidade inacessível ao fluido. Por outro lado, a densidade absoluta exclui a porosidade que pode estar no propante, bem como os espaços vazios entre o propante (ABNT, op. cit.).

2.1.6 - Ensaio de Resistência ao Esmagamento do Propante

Ensaio de resistência ao esmagamento são realizados em amostras peneiradas, de modo que todas as partículas ensaiadas estejam dentro da faixa de tamanhos especificada, para determinar a quantidade de propante esmagada a uma determinada pressão. A Tabela 3 apresenta diretrizes para a tensão de esmagamento (ABNT, op. cit.).

Tabela 3
Diretrizes para a Tensão de Esmagamento

Propante	Tensão de esmagamento MPa (psi)	
Propantes Sintéticos	34,5 (5000)	103,4 (15000)
Propantes de Areia	13,8 (2000)	34,5 (5000)

Fonte: ABNT NBR ISO 13503, 2011.

2.2 - Fraturamento Hidráulico

Fraturamento hidráulico é uma técnica que causa a abertura e a extensão de fraturas através de camadas de rochas usando um fluido pressurizado. Esta técnica é usada principalmente na extração de hidrocarbonetos de reservatórios de baixa permeabilidade como gás de folhelho e gás de reservatórios fechados que são difíceis de recuperar através de técnicas comuns de perfuração (MarketandMarkets, op.cit.).

A extração do gás de folhelho está fundamentada nas seguintes etapas: exploração sísmica 3D, preparação do terreno, perfuração vertical e horizontal, fraturamento hidráulico, gestão de resíduos e produção propriamente dita (Lage et al., op. cit.).

Dois tipos básicos de poços são empregados no processo de produção. Os poços horizontais superpostos (stacked) que a partir de um poço vertical, poços horizontais são usados para produzir em diferentes profundidades.

A perfuração multilateral (Figura 3) é similar à superposta e envolve dois ou mais poços horizontais a partir do mesmo poço vertical, permitindo acessar diferentes áreas na mesma profundidade, mas em diferentes direções. Isto propicia um significativo incremento nas taxas de produção a um aumento de custo reduzido (Speight, 2013 apud Senna Filho, 2014.).

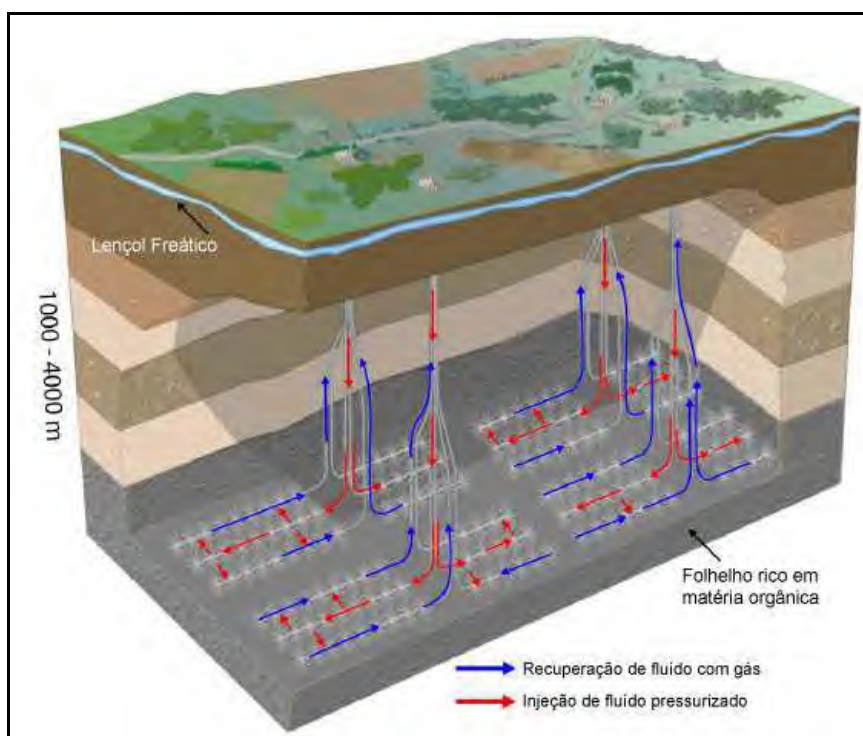


Figura 3: Modelo de Perfuração Horizontal Multilateral.
Fonte: Erismann, 2011 apud Senna Filho, 2014.

O processo de fraturamento hidráulico envolve a injeção de milhões de litros de água, propantes e aditivos químicos à alta pressão através de poços perfurados horizontalmente até grandes profundidades. O fluido pressurizado provoca fraturas nas camadas de folhelho. Essas fraturas são mantidas abertas pelos propantes de forma que o gás natural do reservatório de folhelho possa fluir pelo poço (Senna Filho, 2014).

Um dos aspectos mais debatidos é o risco da contaminação do lençol freático por gás ou pelos fluidos de perfuração. A preocupação está na geração de fraturas artificiais que possam interceptar os aquíferos permitindo que fluídos com aditivos químicos contaminem a água, em baixas profundidades onde está a água potável. Na perfuração várias camadas de cimento e revestimento protegem para que o fluido injetado não invada a rocha (Senna Filho, op.cit.).

A Figura 4 ilustra um modelo de operação de fraturamento hidráulico em reservatórios de gás não convencional.

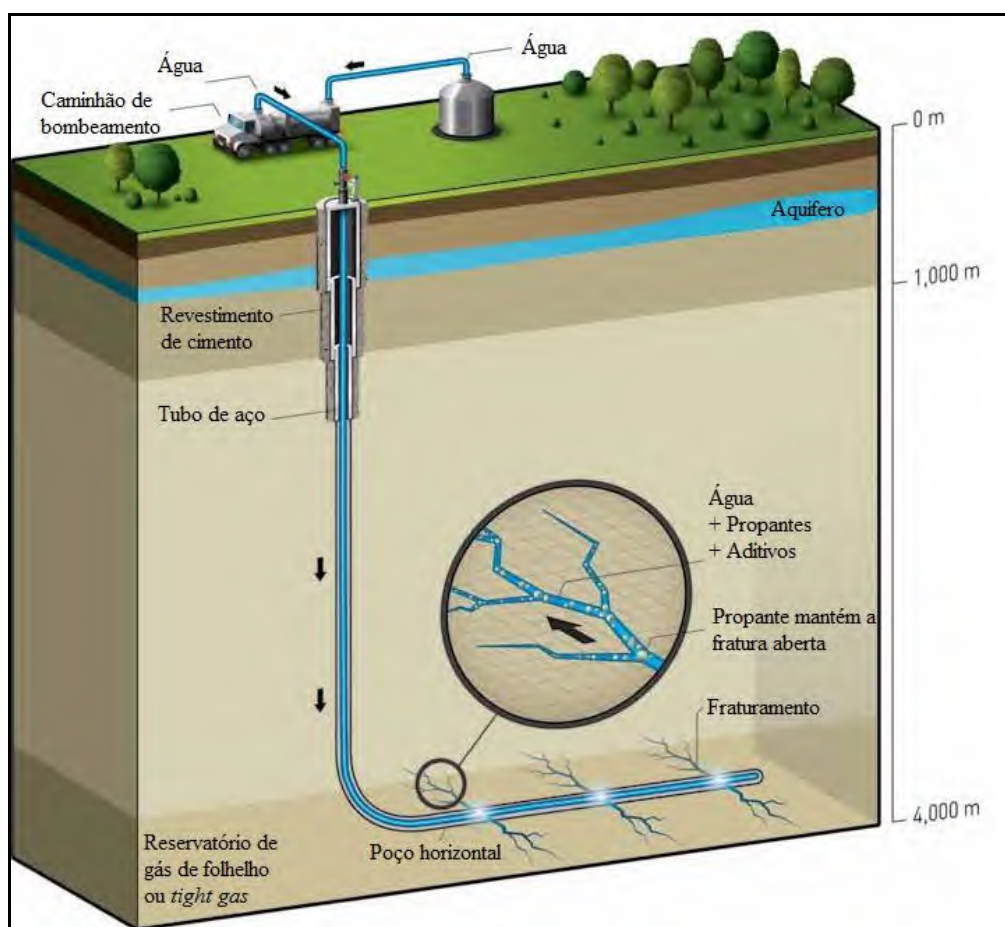


Figura 4: Modelo Esquemático do Fraturamento Hidráulico.

Fonte: Total, 2011.

Fraturamento hidráulico pode exigir entre 8 e 19 milhões de litros de água por poço horizontal. Cada 8 milhões de litros de água para fraturamento resultam em cerca de 40.000 litros de águas residuais. Cerca de 9% é de propante. Logo usando 8 milhões de litros tem-se um consumo de 720 toneladas de propante por poço.

A Figura 5 apresenta a composição geral do fluido de fraturamento constituída de água, propantes e aditivos químicos.

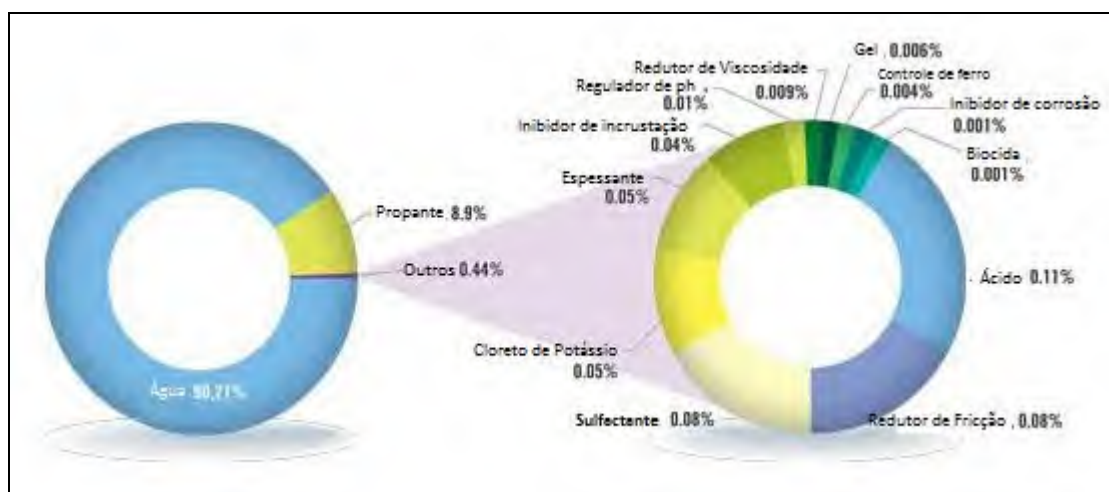


Figura 5: Composição do Fluido Usado no Fraturamento Hidráulico.

Fonte: Saba, 2013.

2.3 - Propantes Alternativos

Atualmente, existem três tipos principais de propantes: areia de fraturamento, areia resinada (*resin \coated proppant* - RCP) e propantes de cerâmica (propantes de caulim e bauxita).

Cada propante tem suas próprias vantagens e desvantagens, e os engenheiros de reservatório decidem sobre o tipo que deve ser utilizado, em função da geologia, disponibilidade, preços e regulamentações governamentais.

Os propantes industrializados fornecem uma grande variedade de tamanho de grãos e densidade em comparação com a areia de fraturamento que tem como vantagem o menor preço, porém com a menor condutividade (capacidade de permitir a passagem de hidrocarbonetos pelos poros em função da permeabilidade e porosidade).

Areias resinadas (RCP) e propantes de cerâmica são de alta qualidade e resistência, possuem alta condutividade, mas com preços mais elevados, do que a areia natural. São normalmente usados em poços de muito baixa permeabilidade (MarketandMarkets, op. cit).

Na Figura 6, pode-se observar a melhor qualidade desses propantes alternativos em relação à areia natural de fraturamento.

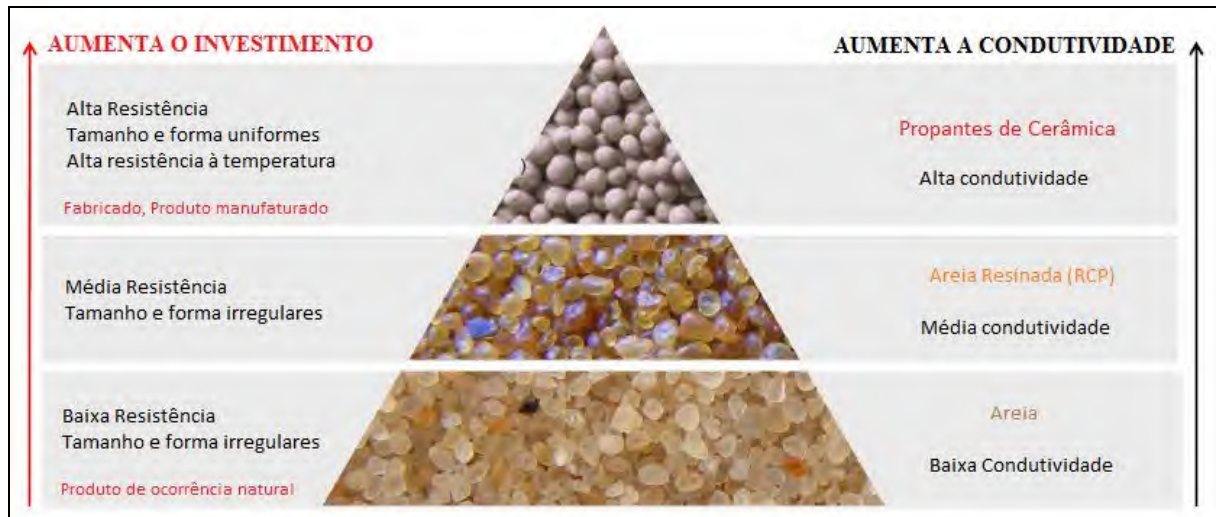


Figura 6: Características dos Principais Propantes.

Fonte: Carbo Ceramics apud O'Driscoll, 2013. Modificado.

2.3.1 - Areia Resinada (Resin Coated Proppant - RCP)

O revestimento com resina dos grãos de areia de quartzo tem duas principais funções: a primeira é melhorar a resistência espalhando a pressão mais uniformemente e a segunda é prender fragmentos de propante quebrados sobre alta pressão, prevenindo assim, o fluxo de partículas finas para dentro do poço. Na Figura 7, pode-se verificar uma amostra de areia resinada (Beckwith, 2011).



Figura 7: Areia Resinada Tamanho 20/40.
Fonte: Beckwith, 2011 apud Santrol Proppants.

2.3.2 - Propantes de Cerâmica

São produtos cerâmicos fabricados a partir de algum bem mineral, geralmente bauxita ou caulim, projetados para suportar altos níveis de pressão e atingir esfericidade e arredondamento relativamente uniformes. Bauxita e caulim são conhecidos por sua superior característica de resistência depois de submetidos a um processo chamado de sinterização.

Esse processo ocorre em fornos de alta temperatura que aquecem partículas de bauxita e caulim de tamanhos específicos diminuindo o teor de água mudando assim a estrutura molecular das partículas, tornando-as mais esféricas e uniformemente densas (Beckwith, op.cit.).

Propantes leves (LWC) são mais econômicos, porém possuem uma menor resistência. Propantes intermediários (IDC) possuem uma ótima combinação de preço e resistência. Propantes de alta densidade (HDC) são projetados para suportar as mais elevadas pressões dos poços mais profundos (Saint-Gobain, 2006).

Na Figura 8 são apresentados alguns exemplos de propantes comercializados e suas respectivas classificações.



Figura 8: Tipos de Propantes Cerâmicos no Mercado.

Fonte: Kullman, 2011.

Como pode ser visto, na Tabela 4, propantes de cerâmica são geralmente classificados como: LWC (Lightweight Ceramic), IDC (Intermediate Density Ceramic) e HDC (High Density Ceramic). Este último tem como principal propante a bauxita sinterizada. (Kullman, 2011).

Tabela 4
Tipos e Propriedades dos Propantes de Cerâmica

TIPOS PROPRIEDADES	LWC	IDC	HDC (Bauxita Sinterizada)
Matéria-prima	Caulim	Bauxita	Bauxita
Densidade Específica	2.71	3.27	3.56
Densidade Bulk (g/cm ³)	1.57	1.88	2.00
Alumina %	51.0	72.0	83.0
Sílica %	45.0	13.0	5.0
Ferro %	1.0	10.0	7.0
Titânio%	2.0	4.0	3.5

Fonte: Carbo Ceramics apud O'Driscoll, 2013.

3- MERCADO DE AREIA DE FRATURAMENTO

3.1 - Mercado Mundial de Fraturamento Hidráulico

O mercado de fraturamento hidráulico está concentrado principalmente nos Estados Unidos onde o aumento da demanda por areia de fraturamento foi resultado da crescente exploração de gás natural a partir de várias formações de folhelhos em todo país. Enquanto nos EUA o mercado de fraturamento hidráulico está próximo da maturidade, o resto do mundo encontra-se em um estágio inicial, por isso a dificuldade de se obter alguns dados para esse mercado em outros países.

Na Figura 9, pode-se observar a grande diferença do mercado de fraturamento hidráulico nos Estados Unidos em relação ao resto do mundo. Em 2011, atingiu um montante de 20 bilhões de dólares, em termos mundiais. Sendo os Estados Unidos responsáveis por 75% desse mercado.

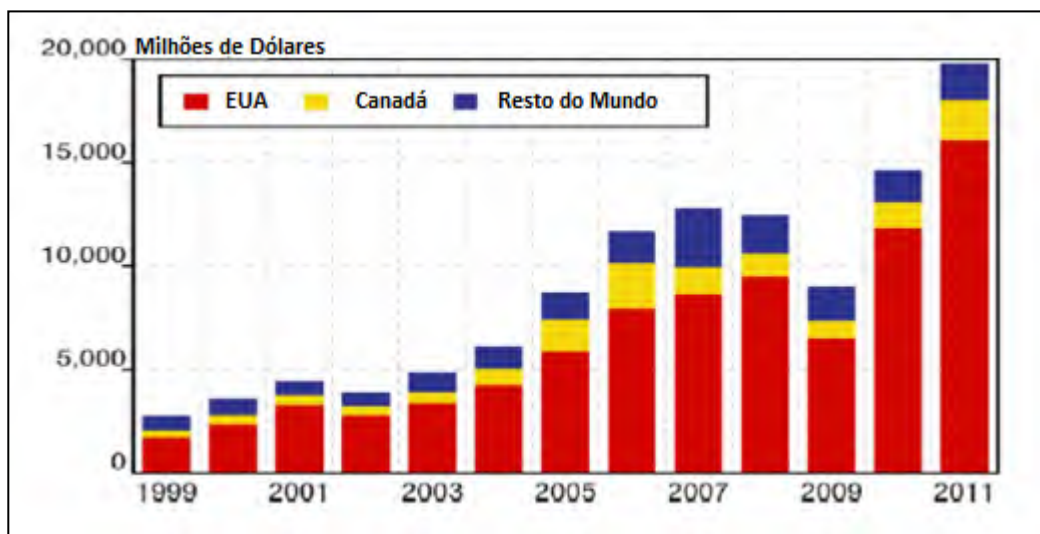


Figura 9: Mercado Mundial de Fraturamento Hidráulico.

Fonte: Michael Economides, 2011 apud O'Driscoll, 2013.

3.2 - Mercado Mundial de Gás não Convencional

A descoberta, em diversas regiões, de grandes reservas de gases não convencionais vem gerando a expectativa de relevantes mudanças no mercado mundial de energia. Países

tradicionalmente importadores de gás natural passaram a vislumbrar possibilidades de se tornar autossuficientes ou mesmo exportadores do gás não convencional.

A Figura 10 apresenta dados de recursos de gás não convencional em alguns países no mundo.

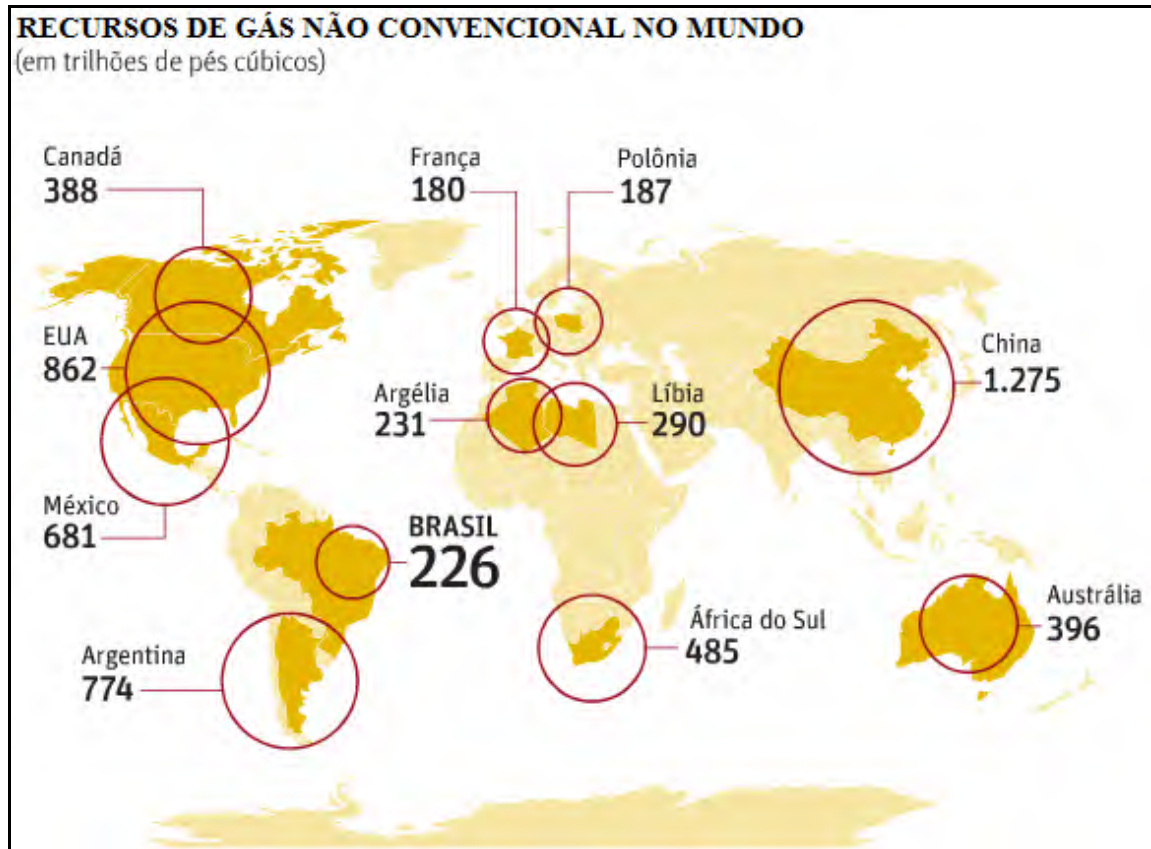


Figura 10: Recursos de Gás Não Convencional no Mundo.

Fonte: EIA, 2013.

Mudanças nas matrizes energéticas de algumas regiões também estão sendo planejadas, em razão das expectativas de maior oferta de gás a preços mais competitivos, reduzindo, em muitos casos, o uso de combustíveis mais poluentes e inibindo o desenvolvimento de energias renováveis (Lage et. al., op.cit.).

Na Figura 11 é apresentada a perspectiva de produção de gás de folhelho e a participação na produção nos principais mercados mundiais até o ano 2030.

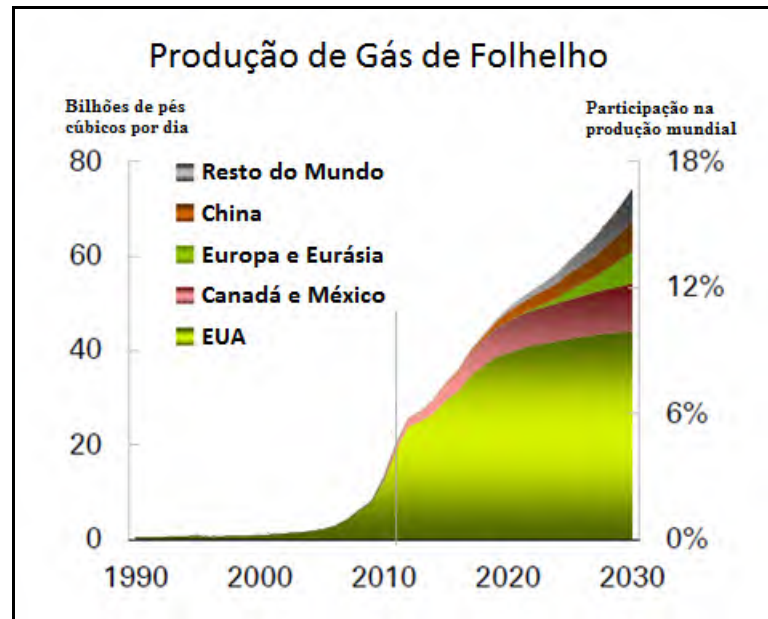


Figura 11: Perspectiva da Produção Mundial de Gás de Folhelho.
 Fonte: O'Driscoll, 2013. Modificado.

O mercado norte-americano vem sendo a região de maior avanço na exploração, desenvolvimento e produção de reservas não convencionais, tendo a nova produção reduzido muito o preço do gás americano. O *shale gas* (gás de folhelho) foi o grande responsável pelo aumento da oferta de gás no país na última década (Lage et. al., op.cit.).

Na Figura 12, observa-se a crescente contribuição do gás de folhelho no mercado de gás americano, com projeções até 2040.

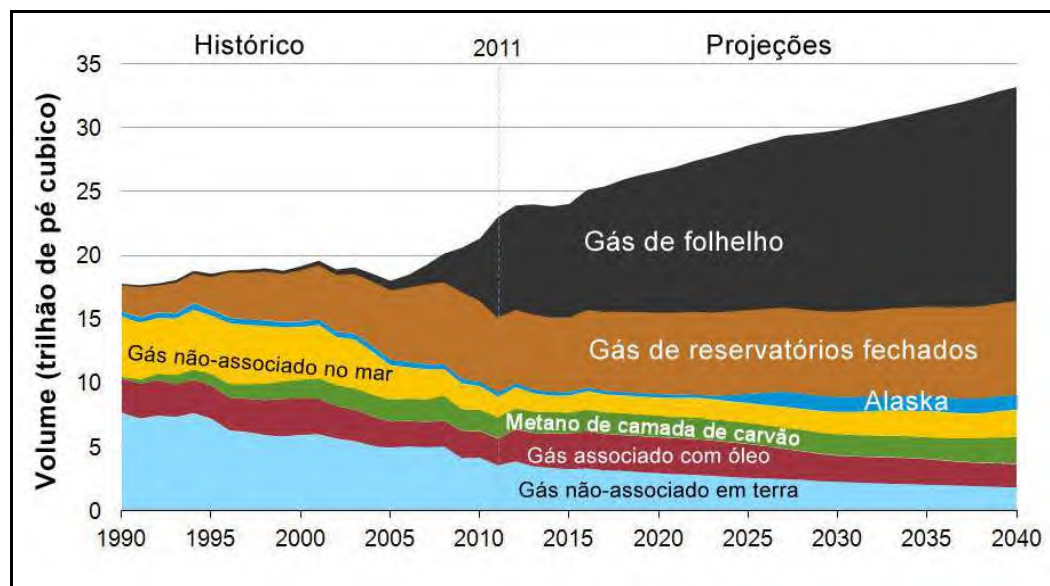


Figura 12: Perspectiva da produção de Gás Natural nos EUA.

Fonte: EIA, 2012, apud Senna Filho, 2014.

No Brasil, os recursos não convencionais são considerados significativos. Localizados em bacias sedimentares terrestres, seus novos recursos poderão desenvolver o mercado de gás natural do país, interiorizando, de fato, o uso de gás no território nacional (Figura 13). (Lage et. Al., op. cit.).



Figura 13: Principais Bacias com potencial de Gás Não Convencional no Brasil.

Fonte: ANP, 2013.

O reconhecimento desta importância está representado pela 12ª Rodada de Licitação realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP, em novembro de 2013, na qual foram ofertados blocos para atividades de exploração e produção de gás natural (Senna Filho, op.cit.).

3.3 - Mercado de Areia de Fraturamento

Os Estados Unidos são o principal produtor de areia industrial com base na estimativa da produção mundial (Figura 14). Aproximadamente 62% da areia industrial produzida nos EUA foram usadas para fraturamento hidráulico (USGS, 2014). Segundo Coelho (2009), no Brasil, em 2012, foi estimada uma produção de 7.8 milhões de toneladas.

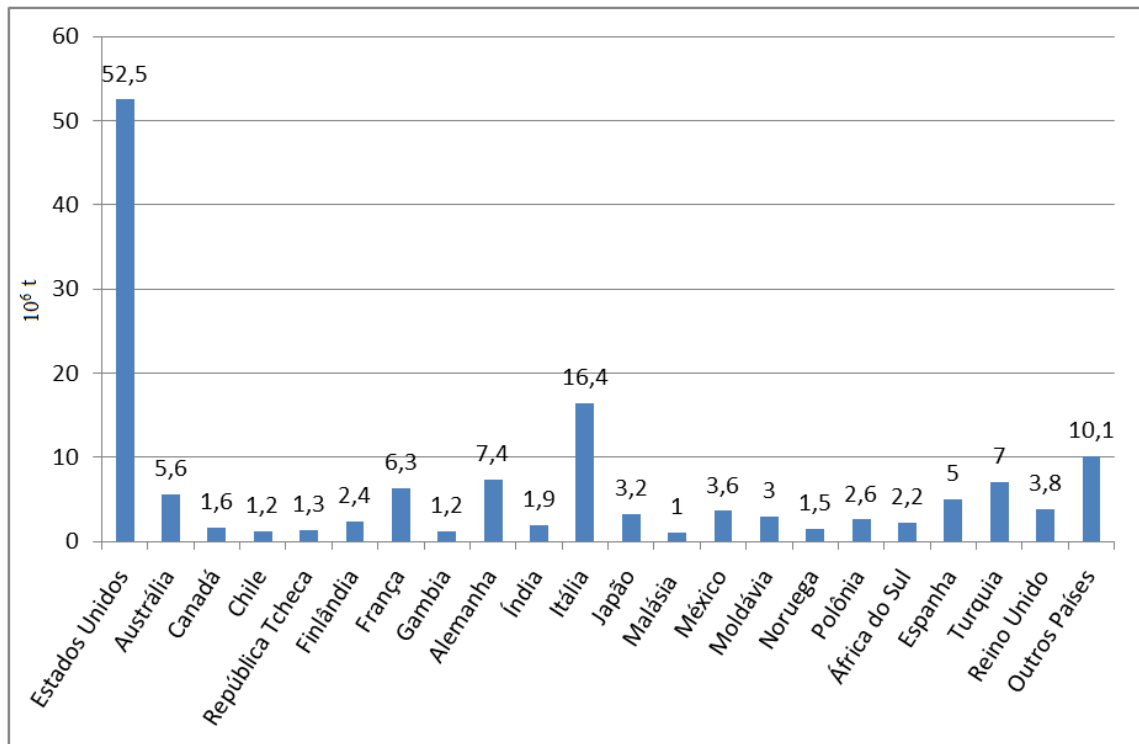


Figura 14: Produção Mundial de Areia Industrial (10⁶ t).

Fonte: USGS, 2014.

O aumento da demanda por areia de fraturamento para suprir a produção de gás dos depósitos de folhelho levaram à melhoria na capacidade de produção e abertura de inúmeras novas minas nos Estados Unidos (USGS, 2014). A Figura 15 ilustra o crescimento na produção de areia de fraturamento nos EUA, de 2009 a 2013.

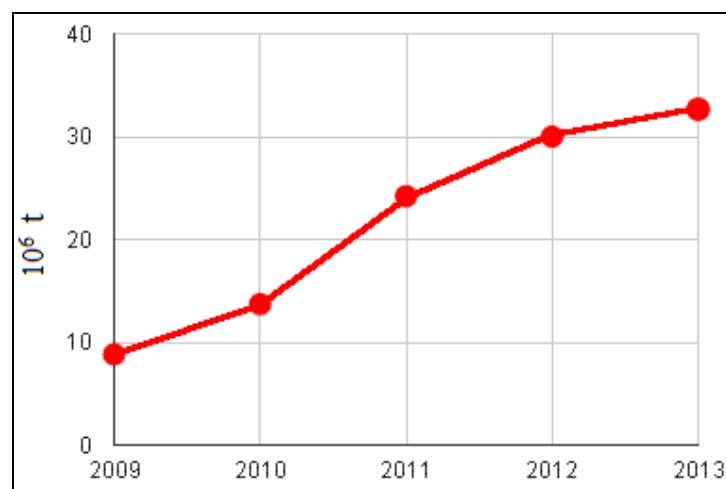


Figura 15: Produção de Areia de Fraturamento nos EUA.

Fonte: USGS, 2014.

A Figura 16 apresenta o aumento do consumo de areia industrial para uso no fraturamento hidráulico em relação aos principais usos. Outros usos, como *filler* e produtos de construção, areia bruta e moída utilizadas na indústria química, etc, complementam o consumo total.

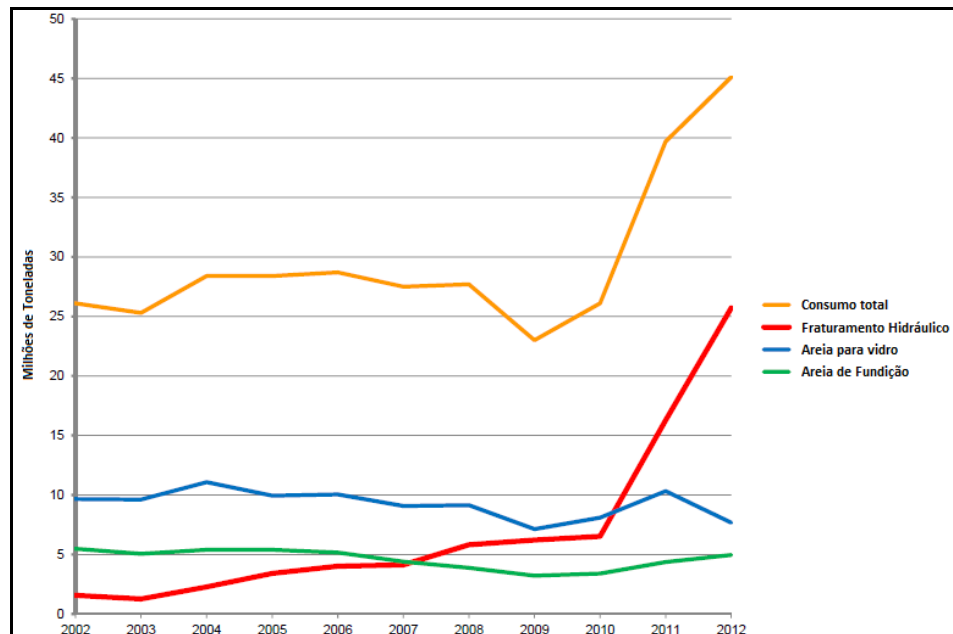


Figura 16: Principais Usos para a Areia Industrial nos EUA.

Fonte: USGS, 2012 apud Mitchell, 2013.

3.4 - Mercado de Substitutos

O mercado de areia resinada (RCP) é baseado na produção de empresas norte americanas, como Santrol Propantes e Momentive, que são os principais produtores.

Já para propantes de cerâmica os fabricantes estão distribuídos pelo mundo. Além da CARBO Ceramics e Saint-Gobain com operações internacionais e nos EUA, destaca-se a Mineração Curimbaba no Brasil, Fores e Borovichi na Rússia e uma série de fabricantes no extremo oriente, principalmente na China (Beckwith, op.cit.).

Areias resinadas (RCP) e propantes de cerâmica são de alta qualidade e resistência, possuem alta condutividade, mas com preços muito mais elevados do que a areia natural. Com isso o mercado de fraturamento hidráulico ainda é dominado pela areia (Figura 17).

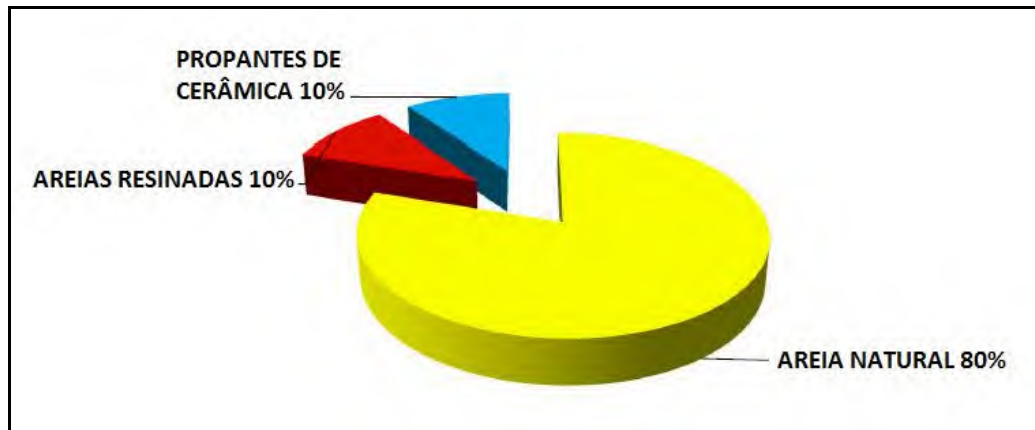


Figura 17: Divisão do Mercado Mundial de Propantes por Volume.

Fonte: Cadre Proppants, 2011 apud O'Driscoll, 2013.

Nos EUA, líder mundial no mercado de fraturamento hidráulico, a tendência da divisão do mercado de propantes, entre areia natural, resinada e de cerâmica, para os próximos anos pode ser vista na Figura 18.

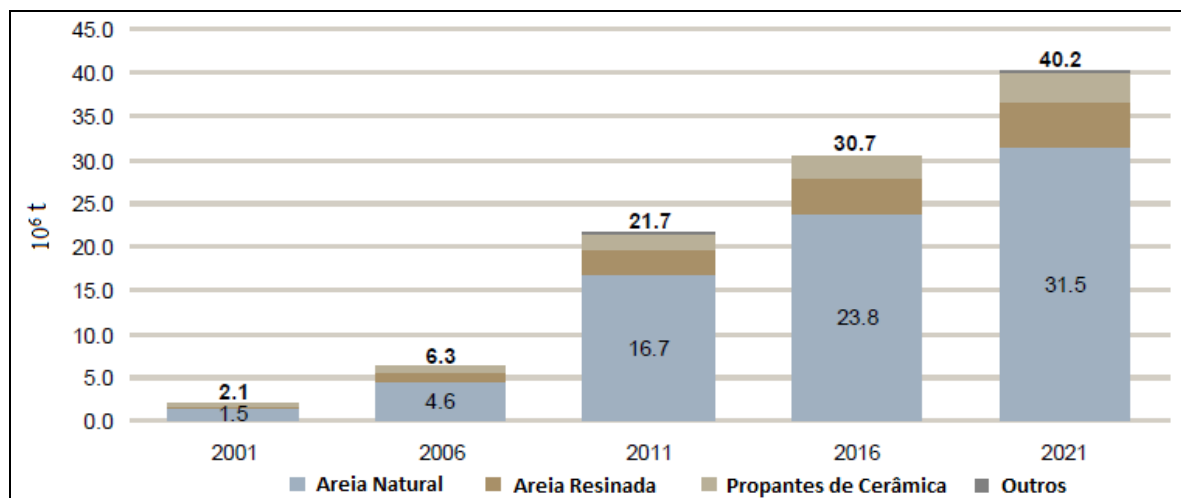


Figura 18: Consumo de Propantes por Volume (10^6 t).

Fonte: Hi-Crush Partners LP - Company Overview, 2012.

3.5 - Preços dos Propantes

Os preços de areia de fraturamento dependem da qualidade dos grãos (tamanho, arredondamento e esfericidade, resistência ao esmagamento, condutividade, etc.) e outras condições de mercado. Na Tabela 5 são apresentados alguns preços praticados nos EUA.

Tabela 5
Preços (FOB) para Areia de Fraturamento nos EUA.

Localização	Tamanho (mesh)	Preço (US\$/t)
Sudeste do Arkansas	40/70	60
Leste de Ohio	40/70	85
Noroeste de Wisconsin	20/40	110
Shreveport, Louisiana	20/40	145
Louisiana, Texas	20/40	195
Dakota do Norte	20/40	200

Fonte: O'Driscoll, 2012.

A Figura 19 apresenta como a resistência ao esmagamento é fator diferencial no preço de um propante. A areia tipo Hi-Crush é o melhor propante natural produzido nos Estados Unidos. A Brady Brown, também conhecida como Hickory sand, pode ser utilizada em poços rasos.

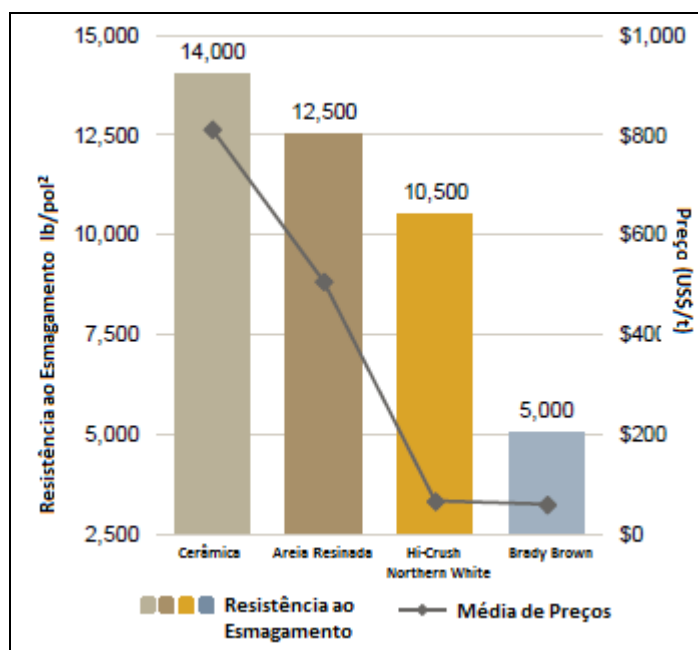


Figura 19: Relação entre o Preço do Propante e a Resistência ao Esmagamento.

Fonte: Hi-Crush Partners LP - Company Overview, 2012.

O valor do investimento para produção de propantes de cerâmica é bem maior do que o exigido na produção de areia de fraturamento e apresenta um menor volume de produção,

porém o preço do propante de cerâmica compensa o maior investimento inicial, como pode ser observado na Tabela 6.

Em alguns casos o uso de propantes de cerâmica é estritamente necessário para a produção de um determinado poço, sendo o seu preço superior compensado com uma maior produtividade de gás.

Tabela 6

Comparação dos Investimentos nas Plantas de Produção de Areia e Cerâmica.

	AREIA DE FRATURAMENTO	PROPANTE DE CERÂMICA
TAXA DE PRODUÇÃO	150 t/h	25 t/h
PRODUÇÃO ANUAL	1,000,000 t/a	175,000 t/a
PREÇO	US\$ 70/t	US\$ 1,200/t
FATURAMENTO ANUAL	US\$ 70 Milhões	US\$ 200 Milhões
INVESTIMENTO	US\$ 35 Milhões	US\$ 100 Milhões

Fonte: AJ DeCenso, M-I Swaco, 2013 apud O'Driscoll, 2013.

Apesar de perder em volume para areia natural no consumo, o mercado de propantes de cerâmica possui um maior valor por causa do maior preço (Figura 20).

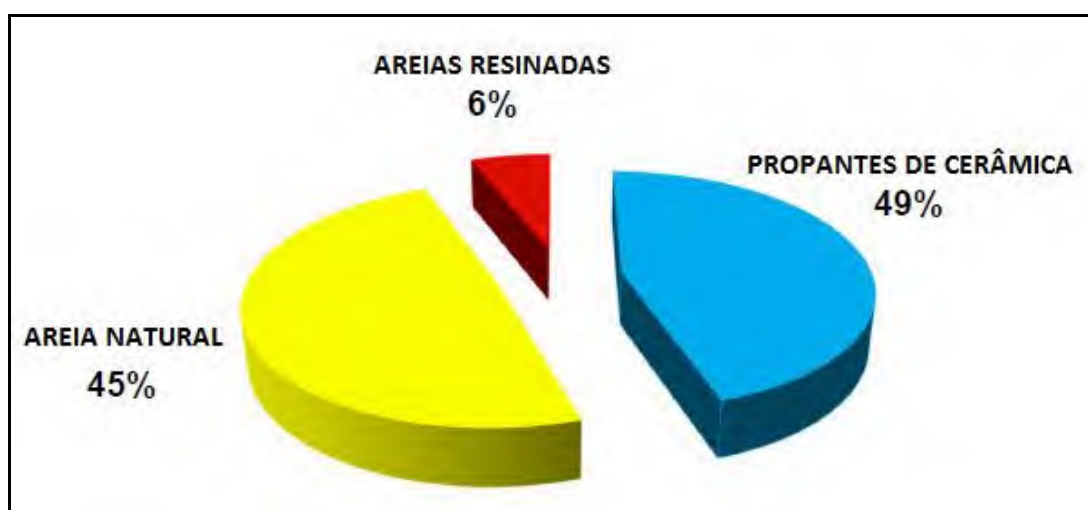


Figura 20: Divisão do Mercado de Propantes por valor.

Fonte: Freedonia, 2011 apud O'Driscoll, 2013.

4- POTENCIAL DE AREIA DE FRATURAMENTO NO BRASIL

Existe um número limitado de depósitos de areia explotáveis que satisfaçam a todas as especificações necessárias para a produção de areia de fraturamento. A maioria dos depósitos de areia de sílica já está em exploração ou pelo menos conhecidos devido ao uso deste material em muitas outras aplicações industriais (CDE do Brasil, op.cit.).

Estas areias são obtidas a partir de sedimentos arenosos, arenitos e quartzitos, que resultam da alteração dessas rochas pela ação de agentes intempéricos ou também podem ser produtos de cominuição. No Brasil, as jazidas mais importantes deste bem mineral estão localizadas nos Estados de São Paulo e Minas Gerais (Coelho, 2009).

No Estado de São Paulo, as áreas produtoras de areia industrial estão distribuídas em três unidades geológicas: i) formações Pirambóia e Botucatu; ii) coberturas cenozóicas e iii) depósitos arenosos litorâneos. (Ferreira e Daitx, 1997 apud Coelho, 2009).

As formações Pirambóia e Botucatu caracterizam-se como sedimentos flúvio-eólicos e eólicos e são responsáveis pela maior atividade de produção de areia nesse Estado. Estas formações possuem potencial para produção de areia de fraturamento.

O Litoral de Maricá no Rio de Janeiro possui areias historicamente utilizadas pela PETROBRAS como propante. Os sedimentos superficiais que formam as dunas costeiras na barreira holocênica apresentam granulometria bastante homogênea, formada por areia grossa e média, bem selecionadas.

Na bacia do Parnaíba as unidades geológicas com maior potencial para exploração de areia de fraturamento são arenitos de origem eólica de três formações do Grupo Balsas: Formação Piauí, Formação Pedra de Fogo e Formação Sambaíba.

4.1 - Geologia Regional da Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba tem seu arcabouço influenciado por feições estruturais do embasamento cristalino. Limita-se a leste, nordeste e sudoeste com rochas de idade pré-cambriana; ao norte é separada das bacias marginais de São Luís e Barreirinhas pelos arcos Ferrer-Rosário-Bacaba e Urbano Santos; a oeste separa-se do Cráton Amazônico pela Faixa Tocantins-Araguaia; e, ao sul separa-se da Bacia do São Francisco pelo arco homônimo.

A coluna sedimentar da bacia apresenta uma espessura da ordem de 3.400m e pode ser dividida em cinco sequências deposicionais, denominadas de sequências siluro-ordovicianas

(I), devoniana (II), carbonífero-triássica (III), jurássica (IV) e cretácica (V), separadas por discordâncias regionais e correlacionáveis a eventos tectônicos de natureza global (Soares et al., 1978; Góes et al., 1993 e Góes & Feijó, 1994).

A Sequência I corresponde ao Grupo Serra Grande (Formações Ipu, Tianguá, Jaicós). Trata-se de um ciclo transgressivo-regressivo completo, representativo da primeira manifestação marinha na bacia. O início da sedimentação ocorreu em consequência da atuação de um megassistema de fraturas, associado com a contração térmica ocorrida no final da Orogenia Brasileira e o seu término é atribuído aos reflexos da Orogenia Caledoniana da Cordilheira Andina, provavelmente entre o Siluriano e o Devoniano.

A Sequência II corresponde ao Grupo Canindé (formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti) e indica uma nova fase de subsidência e expansão da bacia, resultando na implantação de um novo ciclo transgressivo-regressivo, refletindo as oscilações do nível do mar e representando sua maior ingressão marinha. O final da sedimentação é atribuído ao soerguimento provocado pelos reflexos da Orogenia Eo-Herciniana, da Cordilheira dos Andes.

A Sequência Carbonífero-Triássica (Sequência III) corresponde ao Grupo Balsas (formações Piauí, Pedra de Fogo, Motuca e Sambaíba) e marca mudanças estruturais e ambientais profundas na bacia. Seus principais eixos deposicionais, antes controlados por expressivas zonas de fraqueza de direção nordeste e noroeste, deslocaram-se em direção ao centro da bacia e os mares abertos com ampla circulação e clima temperado (Caputo, 1984) passaram para mares de circulação restrita e clima quente.

Aqui também se tem um novo ciclo transgressivo-regressivo, no entanto sob condições de mar raso e restrito, caracterizando uma sedimentação controlada por condições severas de aridez, responsáveis pela deposição de evaporitos e pela implantação de desertos no início e fim do ciclo. O término da sedimentação é atribuído a um soerguimento generalizado, resultante da Orogenia Gonduanide (Zalan, 1991).

A Sequência Jurássica (Sequência IV) corresponde ao Grupo Mearim (formações Pastos Bons e Corda), o qual se apresenta com distribuição restrita e espessuras bastante reduzidas, marcando uma deposição exclusivamente continental na bacia. Sua deposição é creditada ao peso do pacote vulcânico resultante do magmatismo básico ocorrido na bacia durante o Triássico (Formação Mosquito).

A Sequência Cretácica (Sequência V) corresponde às formações Grajaú, Codó e Itapecuru; caracterizada por uma nova subsidência da Bacia do Parnaíba, propiciando um

novo ciclo de sedimentação marinha, resultante de uma rápida transgressão, seguida da retirada definitiva do mar, culminando com uma sedimentação continental e o encerramento do ciclo sedimentar. (CPRM, 2004). A Figura 21 apresenta a coluna estratigráfica da Bacia do Parnaíba.

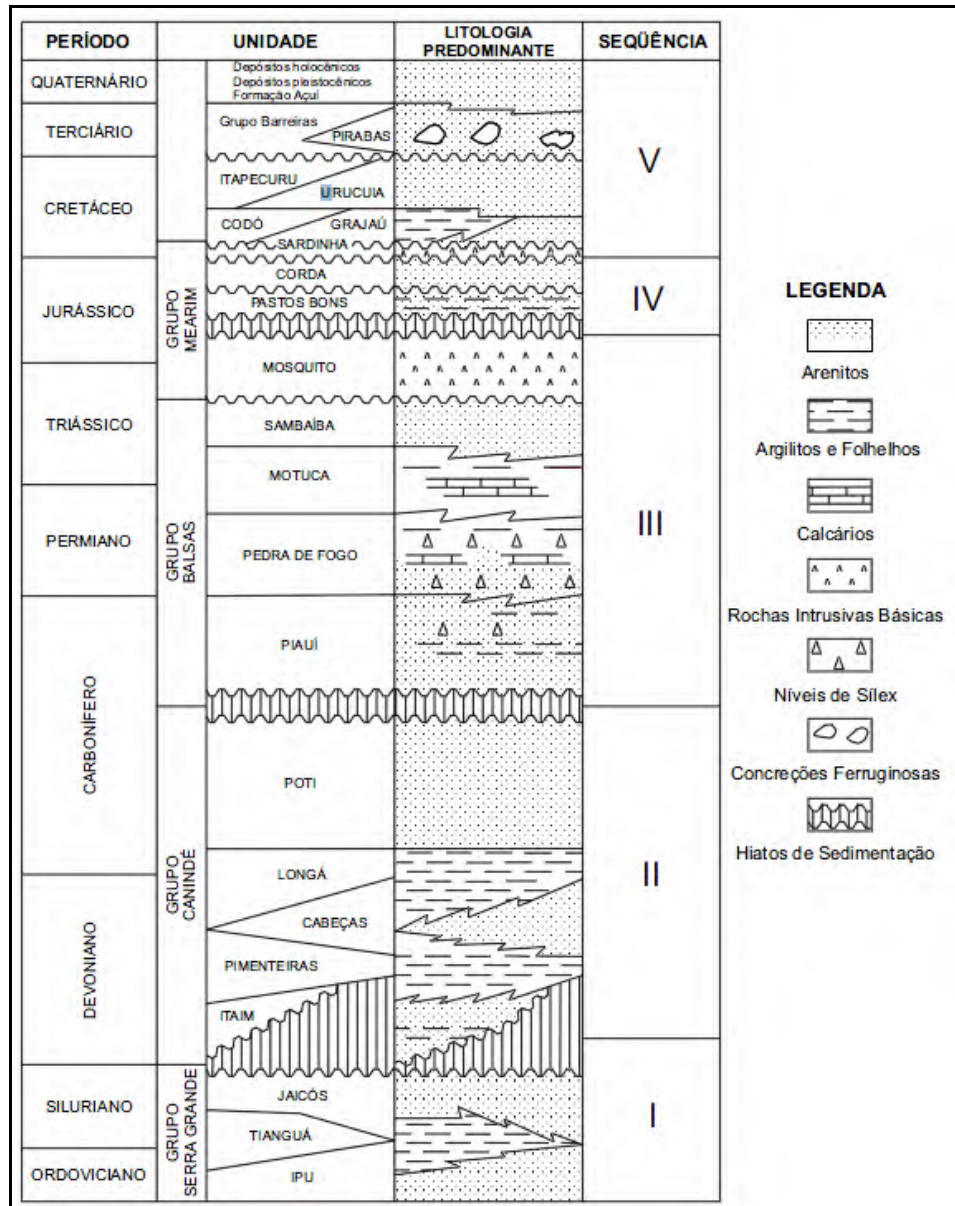


Figura 21: Coluna Estratigráfica da Bacia do Parnaíba.

Fonte: Góes et al. (1990) modificada.

A Figura 22 mostra o Mapa Geológico das Bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís com destaque para as Formações Sambaíba, Pedra de Fogo e Piauí.

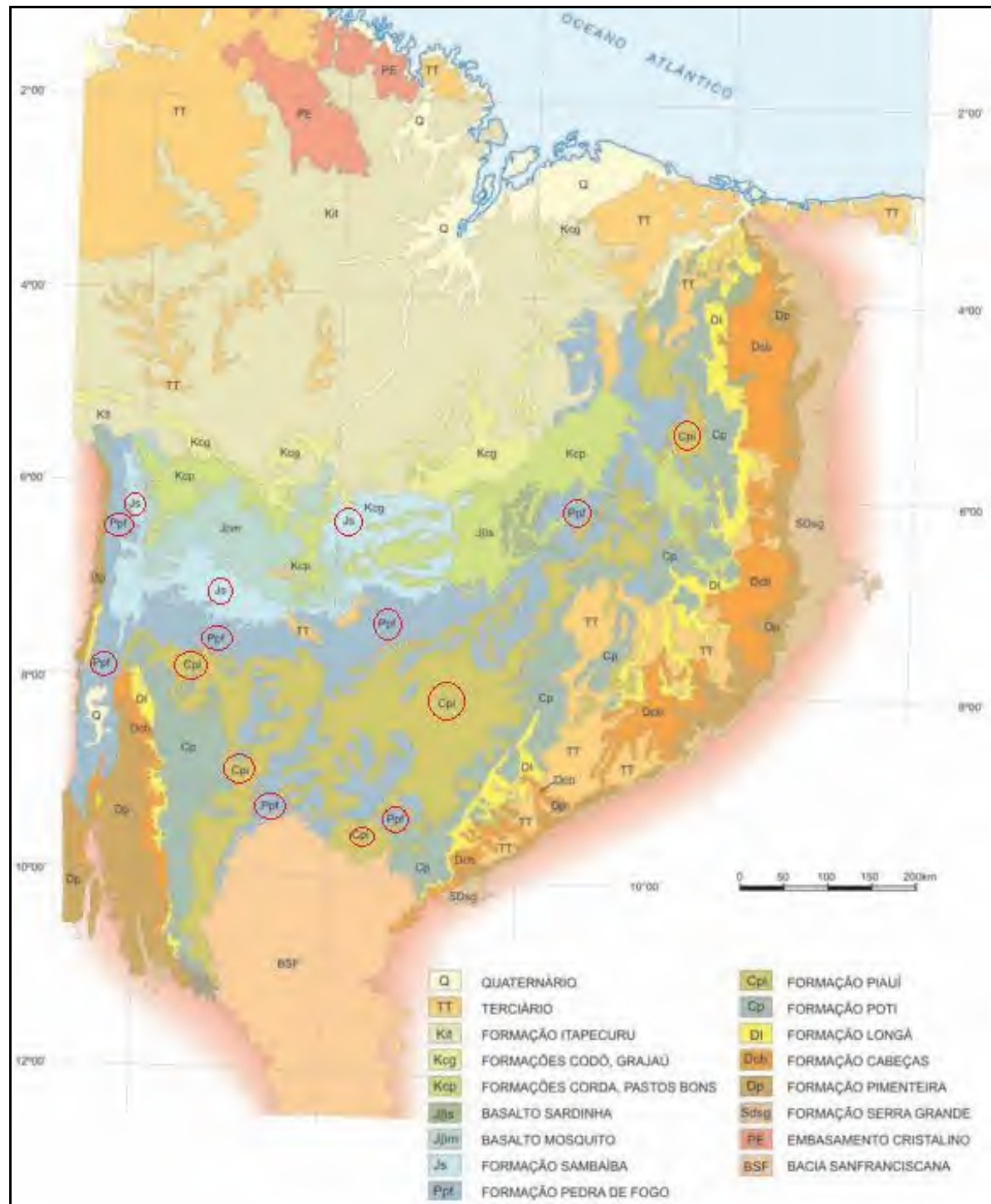


Figura 22: Mapa Geológico das Bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís.

Fonte: Lima & Leite, 1978 e Schobbenhaus et al., 1981.

4.1.1 - Formação Piauí

A Formação Piauí está dividida em duas partes: a inferior, constituída de arenitos róseos, médios, com intercalações de siltitos vermelhos e verdes; e a superior, composta por arenitos avermelhados com intercalações de leitos e lâminas de siltitos vermelhos, finos leitos de calcários e evaporitos. (Lima & Leite (1978) e Lima Filho (1992).

Lima & Leite (1978) atribuíram à Formação Piauí um ambiente deposicional continental do tipo fluvial com contribuição eólica, em clima semiárido a desértico, com incursões marinhas.

Lima Filho (1992) assinala sistemas deposicionais lacustre, deltaico, fluvial, evaporítico e marinho raso (plataforma carbonática), com aridez de clima em condições severas e com a sedimentação sob influência das variações da linha de costa.

A sedimentação é iniciada com camadas de arenitos róseos de cor avermelhada e arroxeadas, com grãos foscas, estratificações cruzadas acanaladas, estratificação cruzada de grande escala, com as lâminas em ângulos agudos com a superfície horizontal. As superfícies de acamamento são de base quase horizontal. São interpretadas como deposição de duna eólica, que intercalam estratificações plano-paralelas, que são interpretadas como sedimentação interdunas.

Os bancos de arenitos róseos, com estratificação cruzada acanalada estão amplamente distribuídos na parte inferior da formação, e indicam o predomínio das deposições subaéreas. Os arenitos róseos são recobertos por folhelhos vermelhos, que intercalam marcas de onda e gretas de ressecamento (Figura 23).

Ocorrem na parte central da bacia, e são interpretados como de origem lagunar ou lacustre. Os folhelhos avermelhados em variações laterais de fácies intercalam carbonatos (Calcário Mocambo). Bancos de calcarenitos apresentam sequências rítmicas, com folhelhos com acamamento lenticular, folhelhos avermelhados e carbonatos argilosos listrados, creme, intercalados. Os acamamentos lenticulares são formados por lentes de arenito, incluídos em camadas de lama. São interpretados como pequenas cristas de areia originadas por ação de ondas em substrato de lama e preservadas com a deposição de nova camada, em ambiente marinho costeiro. Em áreas localizadas (Estrada PI-112, 14 km ao sul de União, Piauí), arenitos finos de geometria sigmoidal mostram que a sedimentação é encerrada com frentes deltaicas penetrando no sistema lacustre (Ribeiro & Melo, 1996).

A Figura 23 apresenta um perfil da Formação Piauí, localizado na Cidade de José de Freitas - Piauí, junto à torre da Telepisa, mostrando a transição de sedimentação subaérea para subaquática.

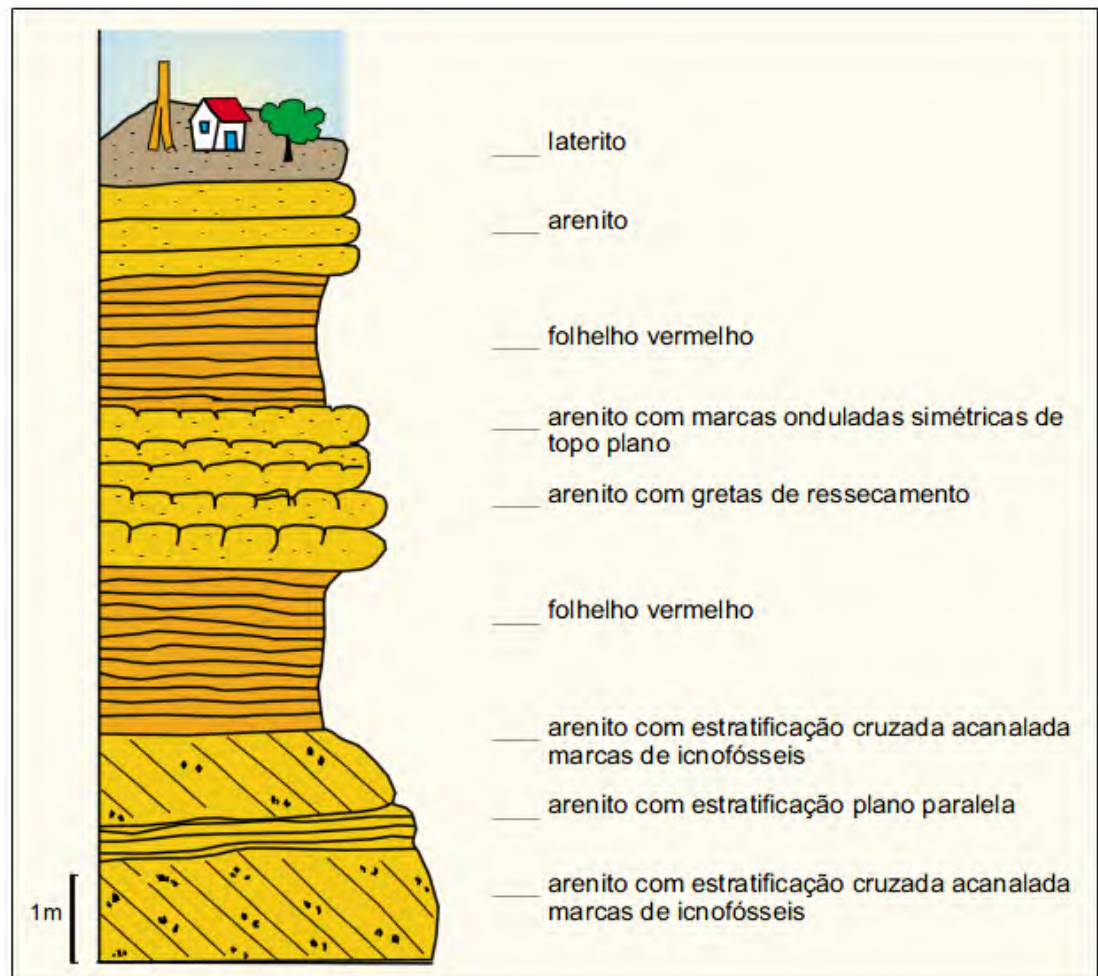


Figura 23: Perfil da Formação Piauí.

Fonte: CPRM, 2004.

4.1.2 - Formação Pedra de Fogo

Com o eixo de deposição deslocando-se para oeste, a bacia emergiu no Permiano (Mesner & Woldridge, 1964), dando origem a uma sedimentação de domínio continental, e as influências de variações eustáticas estão refletidas nas mudanças do nível de base das águas interiores.

Faira Jr. & Truckenbrodt (1980a, 1980b) descreveram a estratigrafia da formação, dividindo-a em: Membro Sílex Basal, Membro Médio e Membro Trisidela.

O Membro Sílex Basal, com ampla distribuição, intercala siltitos e bancos dolomíticos com abundantes concreções e horizontes silicosos. O Membro médio é constituído por camadas de arenitos finos com estratificações cruzadas que intercalam siltitos, folhelhos e bancos carbonáticos com pequenas concreções silicosas. O Membro trisidela intercala arenitos finos, siltitos e folhelhos com bancos carbonáticos. As madeiras fósseis são encontradas associadas aos siltitos e arenitos finos avermelhados com manchas brancas, que pertencem às partes mais superiores da formação.

A sequência sedimentar é iniciada por arenitos róseos de granulação bimodal, com estratificação cruzada de grande porte configurando dunas gigantes com base plana. Intercalam na base níveis de oncólitos e para o topo arenitos róseos de granulometria fina com esteiras algálicas. No topo os arenitos de granulação fina são vermelhos e intercalados com argilitos vermelhos. Os arenitos apresentam acamamentos lenticulares, gretas de dissecação, *tepees*¹, estruturas sigmoides de baixos arenosos e baixos de maré.

Arenitos róseos de granulação fina intercalam esteiras algálicas e níveis de estromatólitos (Figura 24). A coluna indica uma regressão na base, com ambiente desértico avançando sobre planícies costeiras. Os arenitos de estratificação cruzada, indicativos de dunas eólicas, são amplamente distribuídos. Para o topo a sequência é transgressiva, com os sedimentos pelíticos de ambientes subaquáticos sob influências onde ocorrem os níveis de atividade orgânica como esteiras algálicas e estromatólitos.

A Figura 24 mostra um perfil esquemático da Formação Pedra de Fogo, na Serra das Araras, Rodovia BR-343, km 532, próximo à cidade de Floriano, Piauí. Os estratos com estratificação cruzada acanalada, de base plana, são interpretados como grandes dunas eólicas. As estratificações plano-paralelas são de sedimentação interdunas. Pelitos estromatólitos e esteiras algálicas de topo são interpretados como superfícies transgressivas.

¹Estrutura sedimentar semelhante às tendas índias. É constituído por bordas dobradas de megapolígonos em forma de prato, que são normalmente truncados antes da deposição da camada superior. É indicativa de exposição subaérea, clima árido a semi-árido e deposição atrás de uma barreira.

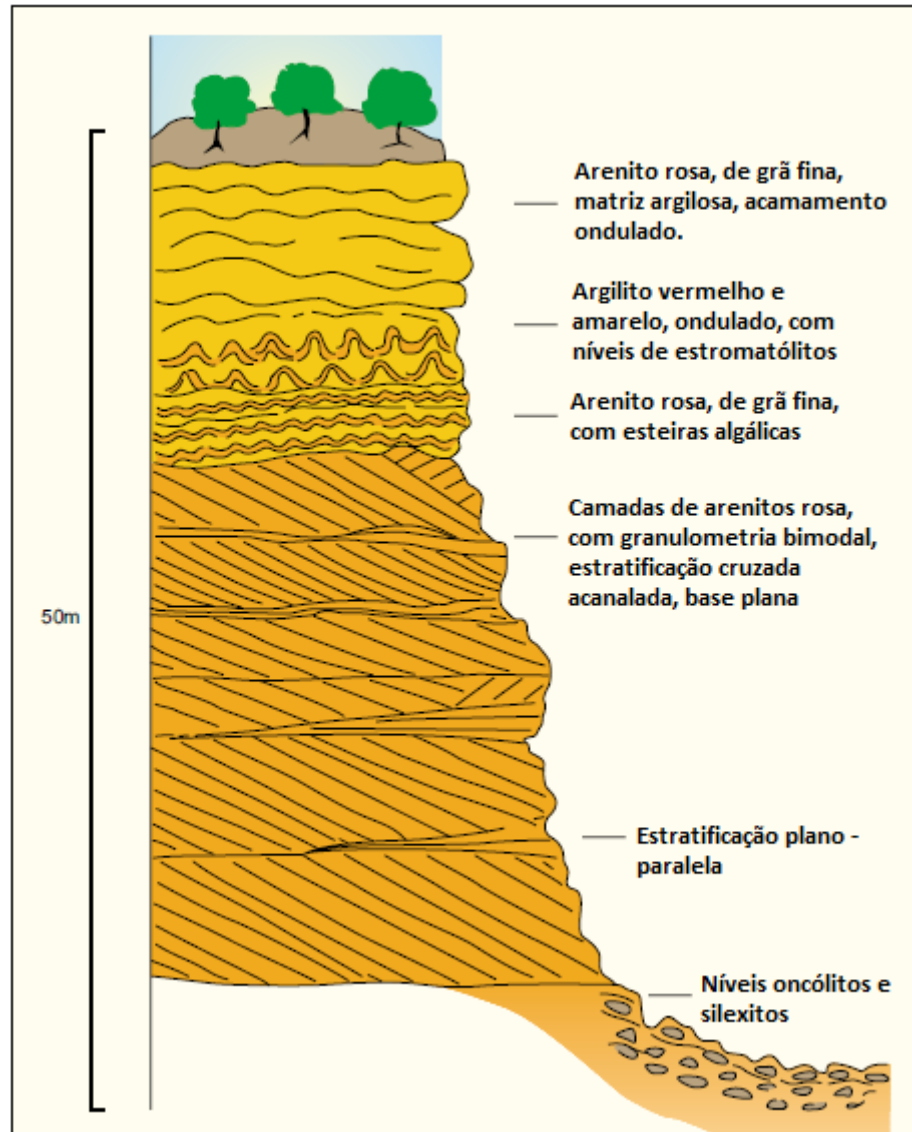


Figura 24: Perfil Esquemático da Formação Pedra de Fogo.

Fonte: CPRM, 2004.

4.1.3 - Formação Sambaíba

Esta Formação apresenta ótimas exposições na porção sudoeste e sul da bacia do Parnaíba. Na borda oeste, os sedimentos estão distribuídos numa faixa com direção aproximada E-W. Northfleet & Neves (1967) citam espessuras variando entre 60 e 110 m para esta Formação. Lima & Leite (1978) reportam 40 m de espessura na região de Lizarda-Gurupa, 180 m em Babaçulândia e 200 m próximo a Sambaíba.

Na região centro-sul é notada maior expressividade em termos de espessura, enquanto na borda oeste da bacia suas espessuras se apresentam decrescentes num eixo E-W.

O contato inferior desta Formação é discordante com rochas das Formações Piauí e Pedra de Fogo e, concordante com os arenitos da Formação Motuca (Lima & Leite, op. cit.). No contato com os basaltos sobrepostos é observado o truncamento dos arenitos pelos basaltos. Com as Formações Urucúia e Corda o contato superior é disconcordante.

Consiste predominantemente de arenitos avermelhados, róseos escuros e esbranquiçados, e granulometria fina a média. Nos geral, os arenitos são pintalgados de caulim com grãos subangulares a subarredondados e foscas. Níveis de sílex ocorrem na porção mais superior. Também no topo são observados intercalações de níveis de basalto, com arenitos silicificados. Estratificação cruzada de grande porte, do tipo torrencial, constitui-se na estrutura sedimentar predominante.

O ambiente deposicional é continental (Lima & Leite, op. cit), fluvial, com contribuição eólica e frequentes níveis de sedimentação puramente eólica (Figura 25).

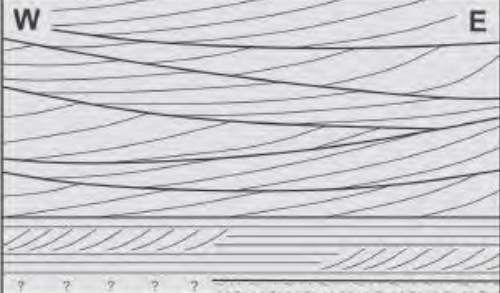

LITOESTRATIGRAFIA				
Idade	Fm.	Litologia	Descrição	Ambiente
TRIÁSSICO	Sambaíba		Arenito fino a médio, creme alaranjado, com estratificação cruzada de médio a grande porte e estratificação plano-paralela nos limites de sets. Estruturas de queda de grãos (<i>grainfall</i>), fluxo de grãos (<i>grainflow</i>) e superfícies de reativação.	Campo de dunas
			Arenito fino a médio, creme alaranjado, com estratificação plano-paralela, estratificação cruzada de médio porte, falhas/microfalhas sinsedimentares e laminações convolutas.	Lençol de areia
PERMIANO	Motuca		Pelito vermelho laminado com lentes de gipsita, calcita e marga. Na porção leste da área estudada as fácies tornam-se mais arenosas com o desenvolvimento expressivo de arenitos com estratificação cruzada sigmoidal. No topo ocorrem arenitos finos com laminação cruzada cavalgante e acamamento <i>flaser/wavy</i> .	Lacustre raso/ <i>Sabkha</i> Continental
				Subaéreo
				Subaquoso
				SISTEMA DESÉRTICO

Figura 25: Litoestratigrafia das Formações Motuca e Sambaíba na região de Riachão (MA) e Loreto (MA).

Fonte: Abrantes & Nogueira, 2013.

5- TRABALHOS DE PESQUISA MINERAL REALIZADOS NA BACIA DO PARNAÍBA

Em 2001, a PETROBRAS apresentou o Relatório Final de Pesquisa de uma área localizada no município de Carolina, Estado do Maranhão. Neste relatório estão detalhadas informações dos trabalhos de pesquisa realizados, viabilidade econômica do empreendimento mineiro e a síntese dos estudos de engenharia de processos realizados pela concessionária, com vistas à montagem de um empreendimento para produção de areias especiais para uso como suporte de estrutura e melhoria da produtividade em poços de petróleo. Porém, o empreendimento não foi adiante.

A área da pesquisa está localizada no domínio da Serra da Madeira, no Município de Carolina, Estado do Maranhão. Esta serra, juntamente com o Morro do Riacho da Pedra, constitui-se na principal referência desta área (Figura 26).

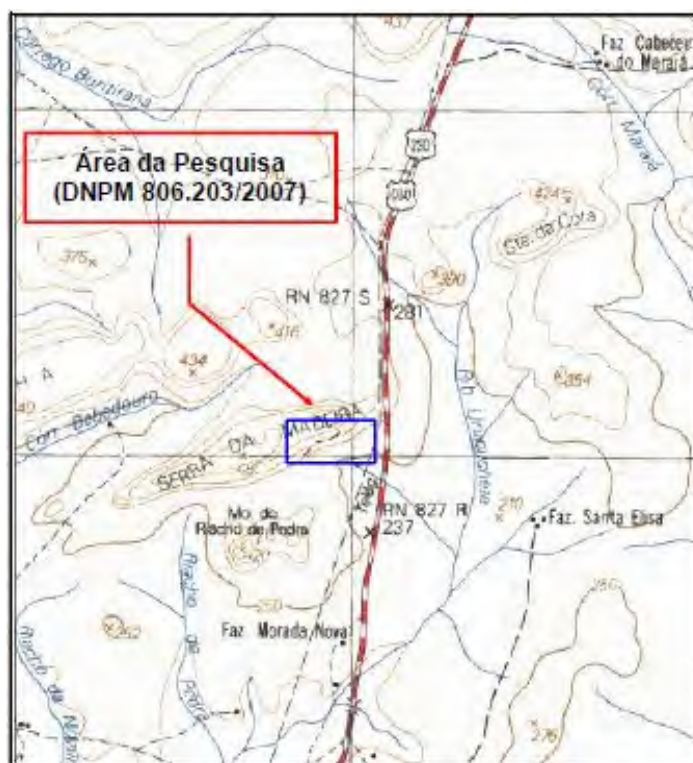


Figura 26: Planta de Situação e Localização da Área de Pesquisa. Carolina, MA.

Fonte: Investmine Mineração, 2007.

Posteriormente, parte da área foi requerida pela Investmine Mineração Ltda. No contexto da busca deste depósito econômico, a empresa investiu em trabalhos de campo na

busca deste objetivo, ou seja, de que a areia encontrada possua características de uso como agente de fraturamento hidráulico nos processos de produção de petróleo.

Os depósitos do tipo areias inconsolidadas do terciário-quaternário ocorrem nesta região como “restos” litológicos da Formação Sambaíba, que foram “erodidos” a partir das grandes manifestações areníticas, cujo caráter de distribuição horizontal e vertical pode ser observado por toda esta região (Investmine Mineração, 2007).

5.1 - Projeto Areias Especiais da PETROBRAS

A PETROBRAS pretendia viabilizar áreas-fonte de areias especiais, matéria prima para uso em fraturamento hidráulico em reservatórios de hidrocarbonetos, como suporte ao seu programa de atividade exploratória de combustíveis fósseis.

Este material por seu elevado grau de pureza, alta resistência à compressão, alta seletividade na granulometria e forma dos grãos de quartzo, não é disponível facilmente no mercado, o que leva esta empresa a importar significativas quantidades a fim de suprir suas necessidades crescentes.

5.1.1 - Pesquisa

Após uma fase de reconhecimento sistemático da Bacia do Parnaíba e confirmada a vocação do contexto como área fonte de areias especiais, os trabalhos iniciais foram desenvolvidos objetivando identificar ambientes promissores deste bem mineral.

Assim visaram e estiveram sob enfoque de estudos da PETROBRAS, as Formações Sambaíba, Pedra de Fogo e Piauí, ou melhor, os depósitos intemperizados destas unidades, sob a forma de material eluvial ou co-eluvial.

O depósito referenciado como VP-1 com pesquisa concluída é constituído predominantemente de material eluvial, resultante da desagregação intempérica dos arenitos Sambaíba.

Este depósito é constituído por uma areia quartzosa de coloração creme a esbranquiçada, com grãos finos a médios, bem arredondados e com alta esfericidade. Sua espessura é superior a 15 metros, condições limites, investigadas na pesquisa do depósito.

5.1.2 - Resultados Obtidos

O material coletado nos furos, pós quarteamento, foi classificado seletivamente em peneiras e controlada sua fração retida nas faixas granulométricas de 850 μ m (20 mesh) e 425 μ m (40 mesh). Para efeito de estudos das areias de VP-1, utilizou-se também de dados comparativos e de testes realizados com as areias de Maricá (RJ), anteriormente (e historicamente) utilizadas pela PETROBRAS para os propósitos referidos.

Estudos realizados pela STIN-LAB Inc.(USA) com as amostras da jazida VP-1 e de Maricá mostram comparativamente as vantagens da primeira. Pelos resultados contidos no Relatório Final de Pesquisa da PETROBRAS, as propriedades da areia pesquisada demonstram a sua viabilidade de uso técnico e econômico do material:

- O Rendimento de Massa foi de 24,9% para a faixa granulométrica de interesse, compreendida entre 20#-40#. Esta faixa granulométrica correspondia a 70% do consumo do material de sustentação pela PETROBRAS, em 2001.
- Pela Norma 1919A da PETROBRAS o máximo de finos em teste de resistência ao esmagamento, à pressão de 27,6 MPa é 14% e a média das amostras submetidas ao teste foi de 4%.
- O Teor de finos produzidos pela areia de Maricá é cerca de duas vezes superior ao de VP-1, quando submetidas às mesmas condições de pressão de confinamento.
- A condutividade API da areia de VP-1 é superior à de Maricá, especialmente a pressões de confinamento entre 20,7e 27,6 MPa.
- A condutividade de longa duração (50 horas) do material também é superior ao de Maricá.

Os parâmetros obtidos nos ensaios referidos qualificam as areias de VP-1, da mesma forma que os depósitos circunvizinhos, oriundos de depósitos eluviais de arenitos Sambaíba na região de Carolina, como de excelente qualidade, comparável com as areias de Jordan Sand, Hickory Sand e Ottawa Sand, internacionalmente empregadas nas operações de fraturamento hidráulico.

5.2 - Projeto Investmine Mineração Ltda.

O relatório parcial de pesquisa apresentado aborda as atividades iniciais de pesquisa na área objeto do processo DNPM 806.203/2007, buscando a modelagem e cubagem de um depósito de areia economicamente viável.

No contexto da busca deste depósito econômico, a Investmine Mineração investiu em trabalhos de campo na busca deste objetivo, ou seja, de que a areia encontrada possua características de uso como agente de fraturamento hidráulico nos processos de produção de petróleo.

5.2.1 - Pesquisa

Inicialmente antes do mapeamento geológico de detalhe, foi criado um modelo digital do terreno em 3D (Figura 27), de modo a se ter uma interação espacial entre as fontes areníticas da Formação Sambaíba e as areias oriundas da erosão atuante nestas fontes.

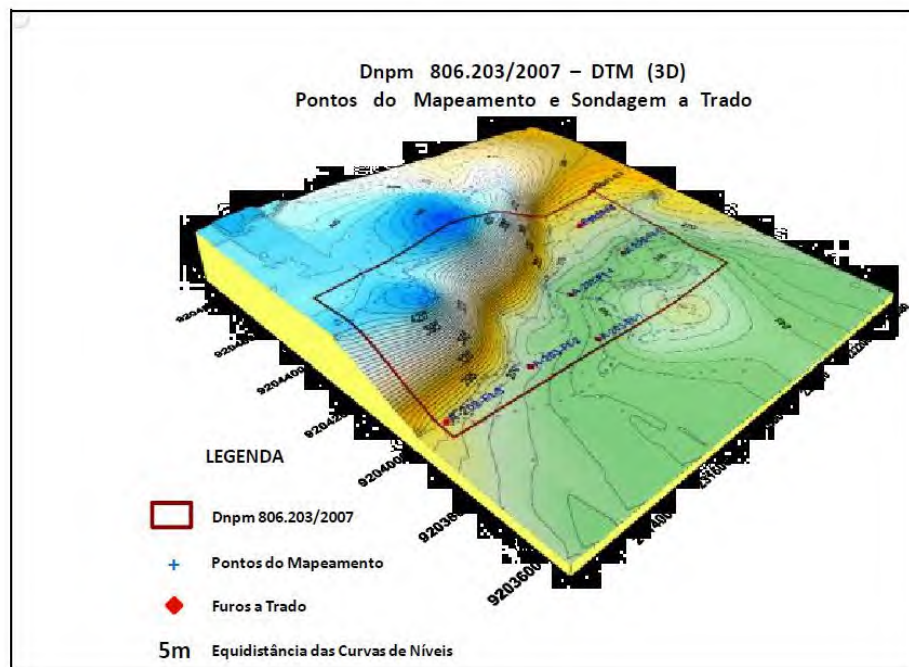


Figura 27: Mapa de Superfície em 3D.

Fonte: Investmine Mineração, 2007.

A atividade de mapeamento de detalhe foi executada pela Investmine de modo a se ter de imediato um panorama das unidades geológicas aflorantes na área, principalmente o

bloqueio das ocorrências de areias nos vales, partindo-se para o estabelecimento de critérios para a sondagem investigativa com o uso de trado. A Figura 28 mostra o mapa geológico de detalhe da área.

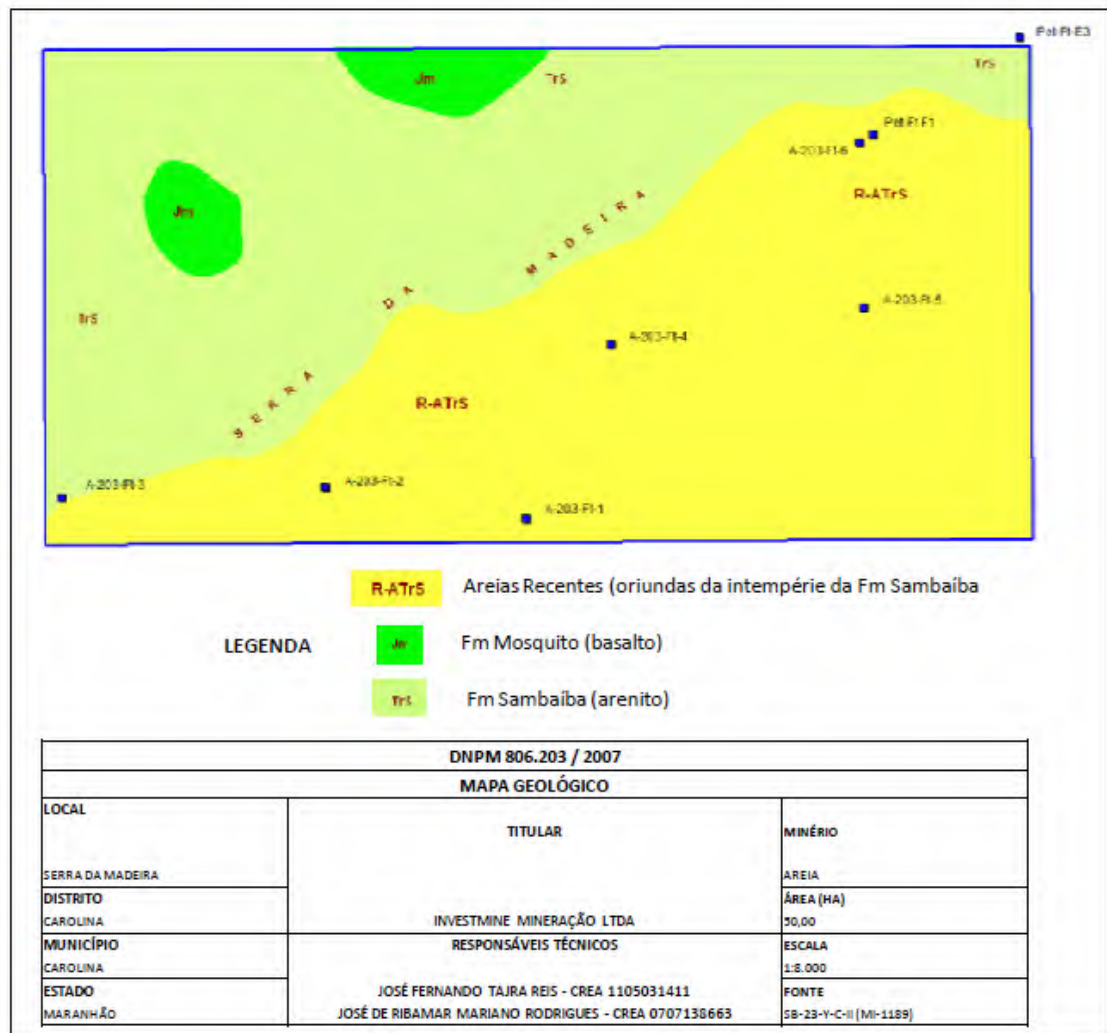


Figura 28: Mapa Geológico Resultante das Atividades de Mapeamento de Detalhe.

Fonte: Investmine Mineração, 2007.

A atividade de sondagem a trado foi desenvolvida em pontos estratégicos, preliminares, buscando-se informações sobre a distribuição vertical das areias e a testemunhagem do pacote sondado com a consequente amostragem para análise física específica. O perfil litológico de um dos furos pode ser observado na Figura 29.

Investmine Mineração Ltda - Dnpm 806.203-2007 Sondagem a Trado A-203-Ft-1 Perfil Geológico			
Intervalo (m)		Litologia	
De	Até	Simbolo	Descrição
0,00	0,30	Arenito fino a médio, amarelado, pouco argiloso e com capeamento de 10 cm de laterita.
0,30	4,00	Arenito médio, avermelhado, friável.
4,00	5,00 =====	Arenito médio, amarelado, levemente argiloso.
5,00	6,00	=====	Arenito médio, avermelhado, com finos níveis argilosos.

Figura 29: Perfil Litológico do Furo a Trado 1.

Fonte: Investmine Mineração, 2007.

5.2.2 - Resultados Obtidos

O minério pesquisado pode ser classificado como do “Tipo de Depósito Residual” oriundo da ação intempérica físico-química atuante em rochas areníticas da Formação Sambaíba. Os seis furos analisados, apresentam homogeneidade granulométrica e uma média granulométrica d50 entre 171 a 192 microns. É possível obter, de todos os furos, os tamanhos de areia 16/30, 20/40, 30/50 e 40/60.

A NOMOS Análise Mineral realizou um estudo em 54 amostras de 6 furos a pedido da Investmine Mineração. Todas as areias, 16/30, 20/40, 30/50 e 40/60 atendem, com folga, aos requisitos da Norma PETROBRAS N-1919 e API RECOMMENDED PRATIC 58, de esfericidade, arredondamento, solubilização ácida, turbidez e requisitos granulométricos. Todas as areias, 16/30, 20/40, 30/50 e 40/60 não atendem a resistência ao esmagamento.

5.3 - Comparativo dos Resultados da PETROBRAS e Investmine Mineração Ltda.

Os resultados obtidos pela PETROBRAS e pela Investmine Mineração obtiveram resultados semelhantes e dentro das normas nos requisitos: esfericidade, arredondamento, solubilização ácida, turbidez e requisitos granulométricos. Porém, no ensaio de resistência ao esmagamento, os resultados foram discrepantes.

De acordo com a Norma 1919A da PETROBRAS, o máximo de finos em ensaio de resistência ao esmagamento, à pressão de 4000 psi é 14% e a média de 19 amostras submetidas ao teste feito pela PETROBRAS foi de 4%. Com isso a areia estaria dentro de todas as especificações para ser usada no fraturamento hidráulico.

Porém, relatório feito pela NOMOS Análise Mineral, contratada pela Investmine Mineração, as porcentagens para o teor de finos após o esmagamento foi muito superior como pode ser observada na Tabela 7. Dessa maneira, as areias não atenderiam às normas para esse uso.

Uma solução para o problema seria envolver os grãos de areia com uma camada de resina, diminuindo o teor de finos gerados no ensaio de resistência ao esmagamento e enquadrando o propante dentro dos parâmetros máximos aceitáveis.

Tabela 7
Resultados de Resistência ao Esmagamento.

Furo	Produtos	psi x 2min	% de Finos após Esmagamento		
			Especificação	Teste	Resultado
1	20/40	4.000	max 14	49,81	Fora
	40/60	5.000	max 8	46,78	Fora
2	20/40	4.000	max 14	45,67	Fora
	40/60	5.000	max 8	45,72	Fora
3	20/40	4.000	max 14	46,76	Fora
	40/60	5.000	max 8	42,86	Fora
4	20/40	4.000	max 14	41,70	Fora
	40/60	5.000	max 8	48,03	Fora
5	20/40	4.000	max 14	40,02	Fora
	40/60	5.000	max 8	45,40	Fora
6	20/40	4.000	max 14	42,71	Fora
	40/60	5.000	max 8	53,47	Fora

Fonte: NOMOS Análise Mineral, 2010.

6- CONCLUSÃO

Os Estados Unidos são, hoje, a região de maior avanço na exploração, desenvolvimento e produção de reservas não convencionais de gás, tendo a nova produção reduzido muito o preço do gás natural americano. Essa nova oferta não convencional já impacta o mercado americano, intensificando o uso do gás natural nacional na matriz energética e criando oportunidades, por meio de maiores vantagens competitivas.

Enquanto nos EUA o mercado de fraturamento hidráulico está próximo da maturidade, o resto do mundo encontra-se em um estágio inicial, por isso a dificuldade de se obter alguns dados para esse mercado em outros países.

No Brasil, os recursos não convencionais são considerados significativos. Localizados em bacias sedimentares terrestres, seus novos recursos poderão desenvolver o mercado de gás natural do país, interiorizando, de fato, o uso de gás no território nacional.

O aumento da demanda por areia de fraturamento para atender a produção de gás nas acumulações em folhelhos levaram à melhoria na capacidade de produção e abertura de inúmeras novas minas nos Estados Unidos e como a exploração de gás não convencional sofrerá grandes investimentos com a 12ª Rodada de Licitações da ANP há uma grande expectativa que isso aconteça também no Brasil.

As bacias do Parnaíba e do Paraná, além de outros depósitos eólicos recentes, apresentam um grande potencial para produção de areia de fraturamento. Na bacia do Parnaíba as unidades geológicas com maior potencial para exploração de areia de fraturamento são arenitos de origem eólica de três formações do Grupo Balsas: Formação Piauí, Formação Pedra de Fogo e Formação Sambaíba.

Em 2001, a PETROBRAS apresentou o Relatório Final de Pesquisa de uma área localizada no município de Carolina, Estado do Maranhão, na Formação Sambaíba. Os parâmetros obtidos nos ensaios referidos qualificam as areias como de excelente qualidade, comparável com as areias de Jordan Sand, Hickory Sand e Ottawa Sand, internacionalmente empregadas nas operações de fraturamento hidráulico.

Posteriormente, parte da área foi requerida pela Investmine Mineração buscando a modelagem e cubagem de um depósito de areia economicamente viável e investiu em trabalhos de campo na busca deste objetivo, ou seja, de que a areia encontrada possua características de uso como agente de fraturamento hidráulico nos processos de produção de petróleo.

Os resultados obtidos pela PETROBRAS e pela Investmine Mineração obtiveram resultados semelhantes e dentro das normas nos requisitos: esfericidade, arredondamento, solubilização ácida, turbidez e requisitos granulométricos. Porém, no ensaio de resistência ao esmagamento, os resultados foram discrepantes.

O teor de finos no ensaio realizado pela PETROBRAS foi 4% e no ensaio encomendado pela Investmine Mineração foi superior a 40% o que inviabilizaria o uso dessa areia para fraturamento hidráulico. Por isso são sugeridos novos estudos para se avaliar melhor as características dessa areia.

Uma solução caso a areia não atenda a norma quanto ao ensaio de resistência ao esmagamento seria envolver os grãos de areia com uma camada de resina, diminuindo o teor de finos gerados no ensaio e enquadrando o propante dentro dos parâmetros máximos aceitáveis.

Finalmente, são sugeridos estudos em outras formações da Bacia do Parnaíba, principalmente nas areias das formações Piauí e Pedra de Fogo, pois também possuem um bom potencial para uso na técnica de fraturamento hidráulico, para assim ser utilizado na extração de gás não convencional na Bacia do Parnaíba.

7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRANTES J. F.R, NOGUEIRA, A.C.R. Reconstituição Paleoambiental das Formações Motuca e Sambaíba, Permo-Triássico da Bacia do Parnaíba no Sudoeste do Estado do Maranhão, Brasil. **Revista do Instituto de Geociências – USP**. Geol. USP, Sér. Cient., São Paulo, v. 13, n. 3, p. 6-82, Setembro 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR ISO 13503-2. Rio de Janeiro: ABNT, 2011. **Indústrias do Petróleo e Gás Natural - Fluidos e Materiais de Completação Parte 2: Medição das Propriedades de Propantes Usados em Operações de Fraturamento Hidráulico e Gravel Packing.**

BECKWITH R. **Proppants: Where in the World**. Journal of Petroleum Technology (JPT), 2011. In: <http://www.mydigitalpublication.com/article/Proppant+Shortage+%E2%80%A2+Proppants%3A+Where+in+the+World/689578/0/article.html>; Acessado em 17/05/2014.

CDE do Brasil, 2014. **Areias de Fraturamento**. In: <http://www.cdedobrasil.com/projects/category/14/areias-de-fraturamento>. Acessado em 19/05/2014.

COELHO, J. M. **Areia Industrial Relatório Técnico 44. 2009**. In: http://www.mme.gov.br/sgm/galerias/arquivos/plano_duo_decenal/a_mineracao_brasileira/P28_RT44_Perfil_Areia_Industrial.pdf. Acessado em 20/03/2014.

CPRM, 2004. **Paleontologia das bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís**. In: http://www.cprm.gov.br/publique/media/pale_cap_apr.pdf. Acessado em 19/06/2014.

MITCHELL, C. 2013. **UK Silica Sand Resources for Fracking**. In: http://nora.nerc.ac.uk/501752/1/UK_silica_sand_resources_for_fracking_submitted_26-04-13.pdf. Acessado em 28/03/2014.

HI-CRUSH Partners LP Company Overview. 2012 In: <http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=10&cad=rja&uact=8&ved=0CGkQFjAJ&url=http%3A%2F%2Fphx.corporateir.net%2FExternal.File>

%3Fitem%3DUGFyZW50SUQ9NDgwNjQ3fENoaWxkSUQ9NTE0NTMxfFR5cGU9MQ%3D%3D%26t%3D1&ei=oauYU5y8N8G3yASDhIHQBg&usg=AFQjCNFwCn-Xse0OJnvCI1hG3id1jIdB7g&bvm=bv.68693194,d.aWw. Acessado em 02/07/2014

LUZ, A. B.; LINS, F. F. 2008. **Rochas & Minerais Industriais: Usos e Especificações**. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral - CETEM, 2008. In: www.cetem.gov.br/.../Livro%20Rochas%20e%20Min.%20Ind.%201a.pdf. Acessado em 17/07/2014.

KRUMBEIN, L. L. SLOSS, W. C. (1955) **Stratigraphy and Sedimentation**. (1955). San Francisco: W.H. Freeman.

KULLMAN, J. 2011. **The Complicated World of Proppant Selection...**In: <http://images.sdsmt.edu/learn/speakerpresentations/Kullman.pdf>. Acessado em 17/06/2014

LAGE, E. S., PROCESSI, L. D, SOUZA L. D. W, DORES, P. B., GALOPPI, P. P. DE S. **Gás Não Convencional: Experiência Americana e Perspectivas para o Mercado Brasileiro**. In: www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/...pt/.../set3702.pdf. Petróleo e Gás. BNDES Setorial 37, p. 33-88. 03/2013. Acessado em 11/05/2014.

Investmine Mineração Ltda. **Relatório Parcial de Pesquisa**. Processo DNPM 806.203/2007. 04 de abril de 2010.

MarketandMarkets, 2012. **Proppant Market - By Type (Fracturing Sand, Resin Coated & Ceramic Proppant) – Global Trends & Forecasts to 2017**. In: <http://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/proppant-market-802.html>. Acessado em 20/05/2014.

O'DRISCOLL, M. **Frac Sand Frenzy Focus on supply & demand for hydraulic fracturing sand**. Mar, 2012. In: www.indmin.com/.../MODFracSandFrenzySilicaArabia. Acessado em 13/04/2014.

——— **Proppant Prospects for Bauxite; 2013**. In: www.indmin.com/.../Proppant%20Prospects%20for... Acessado em 01/06/2014

PETROBRAS SA. **Projeto Areias Especiais: Relatório Final de Pesquisa**. Processo DNPM 800.006/89. 01/11/2001.

SABA, T. 2013. **Evaluating Claims of Groundwater Contamination from Hydraulic Fracturing**. In: [http://www.ogj.com/articles/print/volume-111/issue-7/drilling- production/evaluating-claims-of-groundwater-contamination.html](http://www.ogj.com/articles/print/volume-111/issue-7/drilling-production/evaluating-claims-of-groundwater-contamination.html). Acessado em 01/07/2014.

SAINT-GOBAIN, 2006. **Global Leader Ceramic Proppants Technology**. In: http://www.norpro.saintgobain.com/uploadedFiles/SGnorpro/Documents/Proppants16pg_0206.pdf. Acessado em 09/05/2014

SENNA FILHO, A. A. 2013. **Acumulações de Gás em folhelho (“Shale Gas”): Características e Métodos de Avaliação Recursos Potenciais**. Programa de Pós Graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 67p.

TOTAL, 2011. **Unconventional Gas Resources for the Future**. In: <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/unconventional-gas-resources-future>. Acessado em 02/06/2014

USGS, 2014, **Mineral Commodity Summaries**. In: minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2014/mcs2014.pdf. Acessado em 01/04/2014.